

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники

Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Автоматизированная система управления газораспределительной станцией

УДК 681.5:622.691.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т7А	Минько Дмитрий Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

Планируемые результаты освоения ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда
ОПК(У)-2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности
ОПК(У)-3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-4	Способен участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения
ОПК(У)-5	Способен участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен собирать и анализировать исходные информационные данные для проектирования технологических процессов изготовления продукции, средств и систем автоматизации, контроля, технологического оснащения, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством; участвовать в работах по расчету и проектированию процессов изготовления продукции и указанных средств и систем с использованием современных информационных технологий, методов и средств проектирования
ПК(У)-2	Способен выбирать основные и вспомогательные материалы для изготовления изделий, способы реализации основных технологических процессов, аналитические и численные методы при разработке их математических моделей, методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей материалов и готовых

	изделий, стандартные методы их проектирования, прогрессивные методы эксплуатации изделий
ПК(У)-3	готов применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов, современные методы разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, средства автоматизации технологических процессов и производств
ПК(У)-4	Способен участвовать в постановке целей проекта (программы), его задач при заданных критериях, целевых функциях, ограничениях, разработке структуры его взаимосвязей, определении приоритетов решения задач с учетом правовых и нравственных аспектов профессиональной деятельности, в разработке проектов изделий с учетом технологических, конструкторских, эксплуатационных, эстетических, экономических и управленческих параметров, в разработке проектов модернизации действующих производств, создании новых, в разработке средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством в соответствии с техническими заданиями и использованием стандартных средств автоматизации расчетов и проектирования
ПК(У)-5	Способен участвовать в разработке (на основе действующих стандартов и другой нормативной документации) проектной и рабочей технической документации в области автоматизации технологических процессов и производств, их эксплуатационному обслуживанию, управлению жизненным циклом продукции и ее качеством, в мероприятиях по контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации действующим стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам
ПК(У)-6	Способен проводить диагностику состояния и динамики производственных объектов производств с использованием необходимых методов и средств анализа
ПК(У)-7	Способен участвовать в разработке проектов по автоматизации производственных и технологических процессов, технических средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, в практическом освоении и совершенствовании данных процессов, средств и систем
ПК(У)-8	Способен выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-9	Способен определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления
ПК(У)-10	Способен проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления
ПК(У)-11	Способен участвовать: в разработке планов, программ, методик, связанных с автоматизацией технологических процессов и производств, управлением

	<p>процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, инструкций по эксплуатации оборудования, средств и систем автоматизации, управления и сертификации и другой текстовой документации, входящей в конструкторскую и технологическую документацию, в работах по экспертизе технической документации, надзору и контролю за состоянием технологических процессов, систем, средств автоматизации и управления, оборудования, выявлению их резервов, определению причин недостатков и возникающих неисправностей при эксплуатации, принятию мер по их устранению и повышению эффективности использования</p>
ПК(У)-18	<p>Способен аккумулировать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции, компьютерных систем управления ее качеством,</p>
ПК(У)-19	<p>Способен участвовать в работах по моделированию продукции, технологических процессов, производств, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизированного проектирования, по разработке алгоритмического и программного обеспечения средств и систем автоматизации и управления процессами</p>
ПК(У)-20	<p>Способен проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом их результатов, составлять описания выполненных исследований и подготавливать данные для разработки научных обзоров и публикаций</p>
ПК(У)-21	<p>Способен составлять научные отчеты по выполненному заданию и участвовать во внедрении результатов исследований и разработок в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции.</p>
ПК(У)-22	<p>Способен участвовать: в разработке программ учебных дисциплин и курсов на основе изучения научной, технической и научно-методической литературы, а также собственных результатов исследований; в постановке и модернизации отдельных лабораторных работ и практикумов по дисциплинам профилей направления; способностью проводить отдельные виды аудиторных учебных занятий (лабораторные и практические), применять новые образовательные технологии, включая системы компьютерного и дистанционного обучения</p>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)
 Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники
 Уровень образования – Бакалавриат
 Период выполнения – осенний/весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.05.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.04.2020	Основная часть	60
04.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
13.05.2020	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
8Т7А	Минько Дмитрий Александрович

Тема работы:

Автоматизированная система управления газораспределительной станцией	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объект исследования: узел учета газа. Цель работы: повышение точностных и надежностных характеристик автоматизированного узла учета газа. Режим работы: непрерывный.
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Описание технологического процесса; 2) разработка структурной схемы АС; 3) разработка функциональной схемы автоматизации; 4) разработка схемы информационных потоков АС; 5) выбор средств реализации АС; 6) разработка схемы соединения внешних проводов; 7) разработка алгоритмов управления АС; 8) разработка экранной формы АС; 9) модернизация существующих решений.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Функциональная схема узла учета газа газораспределительной станции;</p> <p>структурная схема автоматизации;</p> <p>Функциональная схема автоматизации;</p> <p>Опросный лист для датчика давления;</p> <p>схема информационных потоков;</p> <p>схема соединения внешних проводов;</p> <p>алгоритм управления узлом учета газа.</p> <p>мнемосхема оператора;</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Маланина Вероника Анатольевна, доцент ОСТН ШБИП, к.э.н.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна, старший преподаватель ООД ШБИП</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Нет</p>	
<p> </p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p> </p>
--	----------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т7А	Минько Дмитрий Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т7А	Минько Дмитрию Александровичу

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклад руководителя - 20000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 15%; Районный коэффициент 30%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение трудоемкости работ для НТИ, разработка графика проведения НТИ, составление бюджета НТИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт интегрального показателя ресурсной и финансовой эффективности для всех видов исполнения НТИ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности НТИ
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОГН ШБИП	Маланина В.А.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т7А	Минько Дмитрий Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т7А	Минько Дмитрию Александровичу

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления газораспределительной станцией	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: автоматизированная система управления</p> <p>Область применения: газораспределительная станция</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1. Конституция РФ; 2. Основное законодательство РФ по охране труда; 3. ГОСТ 12.2.032-78 "Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ. Общие эргономические требования"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	1. Отклонение показателей микроклимата 2. Превышение уровня шума 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Повышенное значение электромагнитного излучения 5. Вероятность получения удара электрическим током
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера – летучие углеводороды; Гидросфера – сточные воды, масла моторные отработанные; Литосфера – бытовой мусор.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: утечка газа, пожар. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является взрыв газа.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
5.04.2021	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т7А	Минько Дмитрий Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 33 рисунка, 31 таблицу, 26 источников литературы, 8 приложений.

Ключевые слова: автоматизированная система управления, газораспределительная станция, узел учета газа, температура, давление, расход, протоколы передачи данных, датчики, мнемосхема, SCADA.

Объектом исследования является автоматизированная система управления узлом учета газа газораспределительной станции.

Целью работы является проектирование системы управления узлом учета газа газораспределительной станции с использованием контроллерного оборудования, модернизация системы.

В данной работе приведены решения по автоматизации работы узла учета, выбору контроллеров и датчиков, разработке схем: автоматизации, внешних проводок, электрических соединений, информационных потоков, модернизации системы.

Модернизированная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить безопасность системы, повысить точность и достоверность измерений, существенно уменьшить вероятность возникновения аварий.

Оглавление

Введение	17
1 Техническое задание	18
1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП.....	18
1.2 Состав системы.....	18
1.3 Требование к системе в целом	18
1.3.1 Требования к функциональным возможностям	19
1.3.2 Требования к техническому обеспечению	20
1.3.3 Требования к программному обеспечению.....	21
1.3.4 Требования к математическому обеспечению	22
1.3.5 Требования к информационному обеспечению	22
1.3.6 Нормативно-техническая документация	24
2 Описание технологического процесса	25
3 Разработка структурной схемы	27
3.1 Полевой уровень.....	27
3.2 Средний уровень.....	27
3.3 Верхний уровень.....	27
4 Разработка функциональной схемы автоматизации	28
5 Разработка схемы информационных потоков	29
6 Комплекс аппаратно-технических средств	30
6.1 Выбор датчиков давления	30
6.2 Выбор датчиков температуры.....	31
6.3 Выбор датчиков расхода	31
6.4 Выбор анализатора точки росы	32
6.5 Выбор анализатора влажности газа	33
6.6 Выбор контроллера для измерения расхода	33
6.7 Выбор исполнительных механизмов.....	34
7 Разработка схемы внешних проводок	36
8 Разработка алгоритмов управления	37
8.1 Алгоритм сбора данных	37

8.2	Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром	37
8.3	Алгоритм управления технологическим параметром	37
9	Разработка экранных форм	42
10	Модернизация системы.....	43
10.1	Модернизация полевого уровня	43
10.2	Модернизация среднего уровня.....	47
10.3	Модернизация верхнего уровня.....	54
10.4	Сравнение протоколов передачи данных.....	58
11	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .	66
11.1	Потенциальные потребители результатов исследования	66
11.2	Анализ конкурентных технических решений	66
11.3	SWOT-анализ	68
11.4	Планирование научно-исследовательских работ	71
11.4.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	71
11.4.2	Разработка графика проведения научного исследования.....	72
11.5	Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	78
11.5.1	Расчёт материальных затрат.....	78
11.5.2	Расчёт амортизационных отчислений	80
11.5.3	Основная заработная плата исполнителей темы.....	81
11.5.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	83
11.5.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые исчисления) ..	84
11.5.6	Накладные расходы	85
11.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .	86
11.7	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .	86
	Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	90
12	Социальная ответственность	92
12.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	92
12.2	Производственная безопасность.....	94

12.3 Анализ вредных факторов.....	95
12.4 Анализ опасных факторов.....	100
12.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	101
12.6 Экологическая безопасность.....	102
12.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
Вывод по разделу социальная ответственность	104
Список используемых источников.....	106
Приложение А (обязательное) Функциональная схема узла учета газа газораспределительной станции.....	110
Приложение Б (обязательное) Трехуровневая структура автоматизированной системы.....	112
Приложение В (обязательное) Функциональная схема автоматизации.....	114
Приложение Г (обязательное) Опросный лист для датчика давления Rosemount 3051s.....	116
Приложение Д (обязательное) Схема информационных потоков.....	118
Приложение Е (обязательное) Схема внешней проводки.....	120
Приложение Ж (обязательное) Алгоритм сбора данных с канала измерения давления.....	122
Приложение К (обязательное) Мнемосхема оператора	124

Определения, сокращения, обозначения

Таблица 1 – Определения, сокращения, обозначения

Автоматизированная система (АС)	совокупность персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, которая реализует информационную технологию выполнения установленных функций
Мнемосхема	графическое отображение функциональной схемы в удобной для контроля и управления форме на экране АРМ
Интерфейс оператора	перечень программных компонентов АСУ ТП, который обеспечивает взаимодействие между оператором и системой
Протокол	Набор определенных правил и соглашений, которые обеспечивают обмен данными между коммуникационными системами
ТЗ (Техническое задание)	документ, определяющий цели создания, перечень заданий и требований, исходные данные для разработки проектируемой системы
Технологический процесс (ТП)	порядок и форма технологических действий, требуемых для производства определенного типа технологических работ
SCADA	Программный пакет, включающий в себя систему сбора, обработки, хранения и отображения данных в реальном времени для контроля технологического процесса
Объект управления	система, на которую направлены управляющие воздействия
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	Программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации профессиональной деятельности специалиста. Для создания АРМ обычно применяются SCADA-системы
Тег	Ассоциированное слово-дескриптор, которое применяется для описания данных и задания внутренней структуры

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)	Комплексное решение, представляющее собой совокупность программных и технических средств, предназначенных для автоматизации технологических операций и управления технологическим оборудованием на предприятиях.
Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор	устройство, осуществляющее поддержание значения параметра в зависимости от заданного значения (уставки) и отклонения параметра от него. Обеспечивает необходимые показатели точности и качества переходного процесса
ANSI/ ISA	американский национальный институт стандартов/ Американское общество приборостроителей
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика
ПО	программное обеспечение
ПТК	программно-технический комплекс
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ИМ	исполнительный механизм
ФСА	функциональная схема автоматизации
БД	база данных

Введение

Автоматизация технологических процессов и производств – направление научно–технического прогресса, изучающее технические, математические и экономические методы и средства управления технологическими процессами, освобождающие человека от непосредственного участия в процессах добычи, преобразования, передачи и использования энергии, сырья или информации. Автоматизация подразумевает использование измерительных устройств, устройств управления, ввода и вывода информации.

Газораспределительная станция является важным узлом в газотранспортной системе. Она обеспечивает бесперебойное распределение и подачу газа потребителю с необходимыми технологическими параметрами, такими как: давление, влажность, температура, а также осуществляет коммерческий учет газа. ГРС требует применения надежных, точных и безопасных узлов, отвечающих требованиям технической и информационной безопасности.

Целями данной работы является разработка и модернизация автоматизированной системы управления газораспределительной станции на примере узла учета газа.

Основные функции автоматизированной системы:

- Измерение, отображение и регулирование технологических параметров;
- Создания архива истории измерений параметров качества газа (точка росы, влажность).

Возможные пути повышения эффективности производства:

- получение оперативной информации о состоянии полевых устройств;
- повышение скорости, надежности и безопасности передачи данных;

1 Техническое задание

1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП

Узел учета газа газораспределительной станции предназначен для измерения и регулирования расхода газа и технологических параметров, определяющих его качество.

Основные цели создания АСУ ТП:

1. Повышение скорости и точности сбора значений технологических параметров газа.
2. Обеспечение безопасности технологического процесса учета газа;
3. Обеспечение управления комплексом оборудования узла учета газа посредством АРМ из центрального диспетчерского пункта ГРС.
4. Снижение производственных потерь, человеческих и материально-технических ресурсов.

1.2 Состав системы

Система состоит из:

1. Двух измерительных линий
2. Датчиков: давления, расхода, температуры, влажности
3. Технологических трубопроводов
4. Шкафов ПЛК
5. Системы сбора, обработки и хранения информации

1.3 Требование к системе в целом

Разрабатываемая автоматизированная система управления должна удовлетворять требованиям ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированная система управления. Общие требования», 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации».

1.3.1 Требования к функциональным возможностям

В соответствии с ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования» [1] АСУ ТП должна обеспечивать выполнение следующих задач:

1. автоматизированный сбор и обработку технологических параметров. Это включает в себя получение сигналов с датчиков, преобразование полевого сигнала и его перевод в действительные значения соответственно градуировочным характеристикам аналоговых измерительных элементов. Помимо этого, должна производиться фильтрация сигналов, удаляющая высокочастотные помехи и защита от дребезга;

2. автоматический контроль состояния технологического процесса, предупредительную и аварийную сигнализации при выходе технологических параметров за установленные уровни. Это означает, что любые взаимодействия оператора с системой должны иметь защиту от каких-либо ошибок. Возможности системы не должны превышать установленных документацией пределов. В системе должен быть реализована клиентская защита, учитывающая уровень полномочий персонала;

3. управление технологическим процессом в реальном масштабе времени. Система должна отображать состояние технологического параметра в режиме реального времени, либо обновлять значения в минимальные временные промежутки;

4. представление информации в удобной для анализа и восприятия форме. Мнемосхемы, графики, отчеты и события должны соответствовать принятой цветовой политике, улучшающей восприятие оперативной информации. Оператор должен иметь возможность получения исторической информации по запросу;

5. автоматическую регистрацию, обработку и хранение поступающей технологической информации;

6. автоматическое и ручное формирование отчетов;

7. контроль работоспособности средств АСУ ТП, включая цепи полевого оборудования. Отказ одного из технических элементов не должен приводить к изменению положения или состояния исполнительных механизмов и иных устройств;

8. автоматизированную передачу данных на верхний уровень системы. Данные с полевого уровня преобразуются и передаются в сеть предприятия автоматически.

9. защиту информации от несанкционированного доступа.

1.3.2 Требования к техническому обеспечению

Разрабатываемая автоматизированная система управления технологическим процессом должна быть построена согласно международных норм и правил, как открытая система с четкой иерархией [2].

Комплекс используемых в системе технических средств должен быть достаточным для выполнения функций, перечисленных в техническом задании. Технические средства должны иметь возможность масштабирования.

Оборудование, предназначенное для установки на открытых площадках, должно отвечать требованиям устойчивости к воздействию температур от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и влажности не менее 80 % при температуре $35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Автоматизированная система управления узлом учета газа ГРС должна иметь возможность масштабирования. Должен обеспечиваться программно-технический резерв для наращивания числа полевых устройств и каналов ввода-вывода в размере не менее 20% от проектируемого количества.

Полевые устройства, применяемые в системе автоматизированного управления узлом учета газа ГРС, должны быть подобраны в соответствии с требованиями взрывобезопасности и иметь взрывобезопасное исполнение.

При выборе полевого оборудования также необходимо учитывать требование к защищенности устройств от влаги и пыли по международному стандарту IP56.

Полевые устройства должны иметь следующие показатели надежности:

1. время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
2. срок службы не менее 10 лет.

Контроллерное оборудование должно иметь искробезопасные цепи и защиту от короткого замыкания. [9]

1.3.3 Требования к программному обеспечению

ПО автоматизированной системы управления узлом учета газа ГРС должно состоять из:

1. инструментального ПО;
2. системного ПО;
3. базового прикладного ПО;
4. специального прикладного ПО

Программные средства системы должны иметь функционал, достаточный для выполнения заявленных задач и иметь следующие возможности:

1. возможность резервного копирования данных;
2. возможность модифицирования любых компонентов;
3. модульность;
4. независимость;

ПО должно позволять производить следующие манипуляции:

1. создание, редактирование и архивирование конфигурации сигналов ввода/вывода;
2. редактирование всех алгоритмов управления и защиты;
3. создание, редактирование и архивирование отчетной документации;

Специальное прикладное ПО должно быть создано на базе языков программирования стандарта IEC 61131-3 и обеспечивать выполнение нестандартных задач и алгоритмов.

Базовое прикладное ПО должно реализовывать стандартные функции: регистрация, фильтрация, сигнализация и тд.

1.3.4 Требования к математическому обеспечению

Используемые при разработке и эксплуатации компоненты системы, представляющие собой совокупность моделей, алгоритмов и методов, должны реализовываться при помощи средств единого математического аппарата.

1.3.5 Требования к информационному обеспечению

В качестве результатов проектирования системы должны быть представлены:

1. структура организации обмена данными в АС;
2. порядок обмена данными между компонентами АС;
3. способ визуализации данных и результатов мониторинга.

Информационное обеспечение включает в себя:

1. формы статистической отчетности;
2. база данных системы объектов;
3. средства управления базами данных.

Элементы контроля и управления должны быть обозначены специальными идентификаторами (ТЕГ). Идентификатор должен иметь следующую форму:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD, где

1. AAA – параметр длиной 3 символа, принимающий значения:

TEM – температура;

PRS – давление;

LVL - уровень

CON – расход.

2. BBB – параметр длиной 3 символа, содержащий код технологического устройства:

PIP – трубопровод;

СAB – шкаф;

3. CCCC – параметр длиной 4 символа, содержащий уточнение:

HL – верхнее предельное значение;

LL – нижнее предельное значение.

Таблица 2 – Перечень идентификаторов сигналов

Идентификатор	Назначение идентификатора
TEM_IL1_GAZ_IZM	Температура газа на ИЛ1
DAV_IL1_GAZ_IZM	Давление газа на ИЛ1
DAV_IL1_GAZ_LOW	Низкое давление ИЛ1
DAV_IL1_GAZ_HIG	Высокое давление ИЛ1
TEM_IL2_GAZ_IZM	Температура газа на ИЛ2
DAV_IL2_GAZ_IZM	Давление газа на ИЛ2
DAV_IL2_GAZ_LOW	Низкое давление ИЛ2
DAV_IL2_GAZ_HIG	Высокое давление ИЛ2
RAS_IL1_GAZ_IZM	Расход газа на ИЛ1
RAS_IL2_GAZ_IZM	Расход газа на ИЛ2
VLJ_IL1_GAZ_IZM	Влажность газа на ИЛ1
VLJ_IL1_GAZ_HIG	Высокая влажность ИЛ1
VLJ_IL2_GAZ_IZM	Влажность газа на ИЛ2
VLJ_IL2_GAZ_HIG	Высокая влажность ИЛ2
DAV_K2_GAZ_IZM	Давление газа после регулятора
TTR_IL1_GAZ_IZM	Точка росы на ИЛ1
TTR_IL2_GAZ_IZM	Точка росы на ИЛ2
UPR_K2_GAZ_OPE	Открыть клапан K2
UPR_K2_GAZ_CLO	Закрыть клапан K2

Продолжение таблицы 2

Идентификатор	Назначение идентификатора
UPR_K2_GAZ_OPN	Клапан К2 открыт
UPR_K2_GAZ_CLN	Клапан К2 закрыт
UPR_K2_GAZ_AVA	Авария клапана К2
UPR_K1_GAZ_OPE	Клапан К1 открыть
UPR_K1_GAZ_CLO	Клапан К1 закрыть
UPR_K1_GAZ_OPN	Клапан К1 открыт
UPR_K1_GAZ_CLN	Клапан К1 закрыт
UPR_K1_GAZ_AVA	Клапан К1 авария

1.3.6 Нормативно-техническая документация

1. ГОСТ 34602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы. Москва: Изд-во стандартов, 1989. –12 с.
2. МЭК 61131-3-2016. Контроллеры программируемые. Языки программирования. Москва: Изд-во стандартов, 2016.
3. ГОСТ 24.104-85 Автоматизированные системы управления. Общие требования. Москва: Изд-во стандартов, 2013.
4. ГОСТ 21.408-2013. Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов (с Поправками). Москва: Изд-во стандартов, 2013.
5. ГОСТ 19.002-80. Схемы алгоритмов и программ. Правила выполнения. Москва: Изд-во стандартов, 2080.

2 Описание технологического процесса

Функциональная схема узла учета газа газораспределительной станции (УУГ ГРС) представлена в приложении А на ФЮРА.420609.01.

С измерительных установок, которые находятся на кустах месторождения, газонефтяная смесь поступает в коллектор сбора и затем подается на вход установки предварительного отделения газа (УПОГ). В результате движения по сборным коллекторам газонефтяной смеси наблюдается падение давления, которое может привести к частичному выделению газа из смеси [5].

После сепараторной установки газ по трубопроводу поступает на газокompрессорную станцию (ГКС). На ГКС, газ проходит технологическую обработку, где удаляются избытки влаги и механические примеси. После ГКС газ по трубопроводу поступает на узел учета газа.

УУГ состоит из двух измерительных линий трубопровода. Данные линии имеют одинаковый диаметр и являются основной и резервной.

На линиях установлены клапана как при входе, так и при выходе из УУГ. Они служат как для загрузки трубопровода, так и для отсечения какой-либо из линий при необходимости.

На каждой линии определяется:

- 1 4 измерительных преобразователя абсолютного давления (до и после клапана, рабочий и резервный);
- 2 По 2 преобразователя температуры, влажности и точки росы (рабочий и резервный);

Все показания автоматически передаются на распределительный щит в помещении контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА), после они передаются на монитор оператора в виде таблицы.

На линиях так же установлены дублирующие устройства виде манометра, датчика температуры, ртутного градусника.

Все электроприводы от датчиков, находящиеся в помещении УУГ проведены в помещение КИПиА на щиты распределители. Каждый датчик

имеет выход на определенный щит. В помещении КИПиА находятся несколько распределительных щитов:

1. контроллер;
2. датчик загазованности;
3. сирена пожарной тревоги;
4. вентиляционная система;

С распределительных щитов помещения КИПиА информация всех устройств поступает на монитор оператора.

Показания датчиков с измерительных линий (основной или резервной) должны производиться в реальном времени.

3 Разработка структурной схемы

Система автоматизированного управления узлом учета газа ГРС спроектирована по принципу трехуровневой иерархии. Структурная схема системы представлена в приложении Б на ФЮРА.420609.02.

3.1 Полевой уровень

На данном уровне располагаются первичные средства автоматизации, например, преобразователи давления, температуры и других параметров, исполнительные устройства.

Стоит отметить, что основным назначением полевого уровня является преобразование физических величин в сигналы, а также преобразование сигналов управления в управляющие воздействия.

3.2 Средний уровень

На данном иерархическом уровне происходит сбор, обработка информации с полевых устройств, выполнение алгоритмов автоматического управления и регулирования, передача данных на верхний уровень, прием и обработка сигналов управления с верхнего уровня.

3.3 Верхний уровень

Данный уровень выполняет задачи получения, обработки, архивирования и упорядочивания данных. На этом уровне находятся средства дистанционного управления и контроля ТП операторского пункта, объединенных в локальную сеть. Также на этом уровне осуществляется диагностика полевых устройств. Включает в себя:

1. Сервер ввода-вывода;
2. Сервер истории;
3. АРМ оператора.

Компоненты верхнего уровня резервируются для повышения надежности и безопасности системы.

4 Разработка функциональной схемы автоматизации

ФСА является техническим документом, в котором отражена структура узлов автоматического управления, средств автоматизации, таких как: преобразователи, исполнительные устройства, сигнализация.

ФСА содержит упрощенное изображение схемы автоматизируемого процесса управления узлом учета газа ГРС.

Функциональная схема автоматизации в соответствии с ГОСТ 21.408–13 приведена в приложении В на ФЮРА.420609.03.

5 Разработка схемы информационных потоков

Схема информационных потоков должна отражать информационное взаимодействие между всеми компонентами системы на уровне промышленных протоколов передачи данных. Схема информационных потоков с учетом модернизации, описанной в последующих главах, приведена в приложении Д на ФЮРА.420609.05.

Схема информационных потоков включает в себя три уровня:

- 1 нижний уровень (полевые устройства),
- 2 средний уровень (ПЛК),
- 3 верхний уровень (серверы ввода вывода, истории, АРМ).

Нижний уровень представляет собой полевые измерительные и исполнительные устройства. Данные между нижним и средним уровнем передаются в обе стороны. Со среднего на нижний – сигналы телеуправления, с нижнего на средний – телеизмерения.

Средний уровень представляет собой ПЛК, осуществляет связь между полевыми устройствами и верхним уровнем. ПЛК преобразует интерфейсные данные с нижнего уровня в сигналы, передающиеся по одному из протоколов стека ТСР/ІР и направляет их в серверы ввода-вывода и истории верхнего уровня, а также на инженерную станцию. Сигналы управления, полученные с верхнего уровня или инженерной станции, преобразуются в интерфейсные сигналы управления и подаются на полевые исполнительные устройства.

Верхний уровень состоит из серверов ввода-вывода и истории. Данные с ПЛК попадают сначала на сервер, откуда преобразованные оперативные данные попадают на АРМ оператора и в сервер истории. АРМ отображает данные в виде мнемосхем и трендов, а также в журнале событий. Сервер истории записывает и хранит историю изменения всех параметров. При подаче управляющих команд с АРМ, сигналы преобразуются, проходя через сервер ввода вывода и поступают на ПЛК.

Протоколы передачи, использованные между каждым из уровней и узлов, обозначены на схеме.

6 Комплекс аппаратно-технических средств

6.1 Выбор датчиков давления

При выборе полевых устройств необходимо учитывать особенности измеряемой величины, внешний условий и иные требования. Для правильного выбора полевого устройства необходимо заполнить опросный лист.

Выбор одного из ключевых датчиков – датчика давления осуществлялся среди следующих устройств: Rosemount 3051, Сапфир 22 М. С учетом вышеперечисленных требований и условий работы, был выбран датчик Rosemount 3051 от компании «Emerson». Общий вид устройства представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Преобразователь давления Rosemount 3051S

Выбранный датчик соответствует требованиям к полевым устройствам, а также имеет широкий спектр вариантов исполнения и возможностей, что обеспечивает возможность модернизации системы.

Принцип работы устройства основан на свойствах тензорезистора, меняющего свое сопротивление в зависимости от давления [10].

Опросный лист для выбора датчика представлен в приложении Г на ФЮРА.420609.03.

6.2 Выбор датчиков температуры

В качестве преобразователя температуры будет использоваться датчик Rosemount 644 от компании «Emerson». Внешний вид датчика представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Преобразователь температуры Rosemount 644

Характеристики прибора являются достаточными для использования в системе автоматизированного управления узлом учета газа ГРС. Устройство является высокоточным, имеет высокую степень защиты от внешних воздействий и, аналогично преобразователю давления от этой же компании, широкий ряд вариантов исполнения, что позволит модернизировать систему.

Принцип действия основан на свойствах терморезистора, изменяющего сопротивление в зависимости от температуры [11].

6.3 Выбор датчиков расхода

К преобразователю расхода предъявляются высокие требования, поскольку коммерческий учет расхода газа является одной из основных задач узла учета газа ГРС. Прибор должен обладать высокими показателями точности. Для использования в проектируемой системе была выбрана система FLOWSIC600. Общий вид системы представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Измерительная система FLOWSIC600

Устройство соответствует требованиям к проектируемой системе, имеет широкий диапазон параметров измеряемой среды, внушительные показатели надежности и точности.

Принцип работы основан на измерении времени прохождения ультразвукового импульса сквозь измеряемую среду в направлении ее движения и в обратном [13].

6.4 Выбор анализатора точки росы

Для измерения значения технологического параметра точки росы был выбран анализатор АМЕТЕК 241СЕ II. Общий вид устройства представлен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Анализатор АМЕТЕК 241СЕ II

Функционал устройства является достаточным для выполнения задач, выполняемых системой автоматизированного управления узлом учета газа. Обладает высокой точностью измерений [14].

Принцип работ основан на процессе конденсации углеводорода на охлаждаемом экране.

6.5 Выбор анализатора влажности газа

Для определения значений технологического параметра влажности газа будет использован прибор от компании АМЕТЕК, модель 5000. Общий вид устройства представлен на рисунке 5.



Рисунок 5– Анализатор влажности АМЕТЕК 5000

Прибор имеет высокую чувствительность и точность, быстрый отклик и высокую надежность, что удовлетворяет требованиям проектируемой системы.

Принцип работы данного устройства основан на измерении разности частоты колебаний кварцевого кристалла, который сначала обдувается анализируемой средой, а затем заведомо сухой средой [15].

6.6 Выбор контроллера для измерения расхода

В качестве ПЛК предлагается использовать стандартное решение от компании «Emerson», вычислитель расхода FloBoss 107. Общий вид вычислителя представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Вычислитель расхода FloBoss 107

Данный компактный ПЛК является простым вариантом реализации системы автоматизированного управления узлом учета газа. Приспособлен для решения задач коммерческого учета и контроля технологических параметров трубопроводов. Удовлетворяет общим требованиям системы, однако для модернизации системы потребуется его замена.

6.7 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительные механизмы напрямую влияют на безопасность системы, поэтому они должны быть надежными, иметь малое время реакции, не допускать утечек газа.

В качестве исполнительного устройства был выбран клапан регулирующий седельный проходной VFM2. Общий вид устройства представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – клапан VFM2

Устройство соответствует задачам системы, обладает достаточными показателями надежности [16].

7 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки представлена в приложении Е на ФЮРА.420609.06.

На ИЛ-1 и ИЛ-2 расположены первичные внешитовые приборы, такие как: датчики давления, температуры, расхода, анализаторы точки росы,

На выходе датчиков находится токовый сигнал 4...20 мА..

Для передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА используются по три провода на каждое устройство. В качестве кабеля будет использоваться КВВГ. Это – кабель с однопроволочными медными жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом. Данный кабель используется для устройств номинальным переменным напряжением до 660 В и частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм [18].

8 Разработка алгоритмов управления

Алгоритмы управления разрабатываются для того, чтобы ПЛК мог обрабатывать входные сигналы и команды, поступающие с АРМ и выдавать управляющее воздействие на полевое устройство.

Существуют следующие виды алгоритмов управления:

- 1 защитные алгоритмы (ПАЗ);
- 2 релейные/ПИД алгоритмы;
- 3 запуск, остановка оборудования;
- 4 другие.

8.1 Алгоритм сбора данных

Разработаем алгоритм сбора данных по каналу измерения давления. Алгоритм представлен в приложении Ж на ФЮРА.420609.07.

Принцип работы следующий: при включении происходит инициализация показаний датчика. Далее осуществляется проверка достоверности значений и их масштабирование. Значение сравнивается с предыдущим, выявляется изменение. Если давление не поменялось, алгоритм завершается, если поменялось, то формируется и отправляется пакет данных. Информация отображается на дисплее. При этом происходит проверка уставок на допустимые и аварийные, генерация сообщений, запись данных в историю.

8.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Алгоритм сбора данных представлен в приложении Ж на ФЮРА.420609.07. Данный алгоритм предназначен для положения задвижек в зависимости от давления газа.

8.3 Алгоритм управления технологическим параметром

В процессе эксплуатации системы должно поддерживаться определенное значение давление газа в трубопроводе, которое не превышает

заданный прочностью трубопровода уровень и не падает ниже минимального уровня. Регулируемым параметром является давление газа. В качестве алгоритма будет использоваться алгоритм ПИД-регулирования. Это позволит получить хорошее качество регулирования, низкую чувствительность к внешним воздействиям и малое время переходного процесса. Схема автоматического регулирования состоит из: задания регулятору, ПЛК с ПИД-регулятором, регулирующее устройство, объект управления. Функциональная схема системы регулирования давления представлена на рисунке 8.

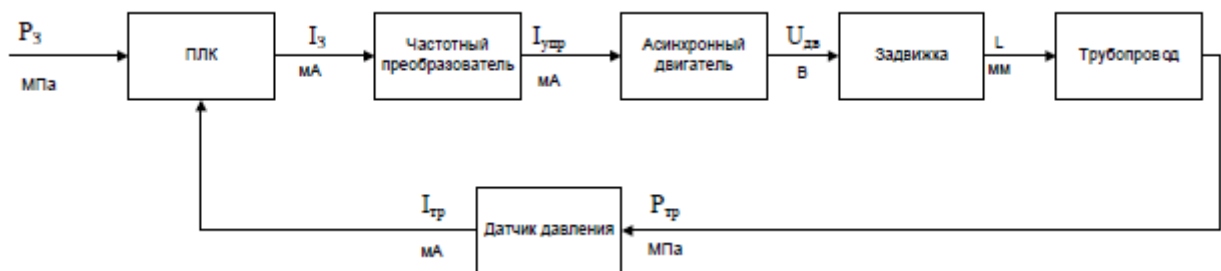


Рисунок 8 – Структурная схема автоматизации

Объект управления – участок трубопровода после клапана. Регулируемая величина – давление. Оператор задает на АРМ необходимое давление, которое должно быть обеспечено в трубопроводе. Сигнал с АРМ через сервер ввода-вывода попадет на ПЛК. Помимо этого, в ПЛК подается текущее значение давления с полевого устройства. ПЛК производит преобразование сигналов и сравнивает их, затем формируется сигнал управления, который подается на исполнительное устройство (клапан). Исполнительное устройство преобразует полученный сигнал в поступательное движение запорного элемента клапана, посредством чего происходит изменение давления в трубопроводе.

Линеаризованная модель системы определяется следующими уравнениями.

Дифференциальное уравнение двигателя:

$$T_{\text{дв}} \frac{d\omega}{dx} + \omega = K_{\text{дв}} \cdot f. \quad (1)$$

где $T_{\text{дв}}$ – передаточная функция двигателя;
 $k_{\text{дв}}$ – коэффициент передачи двигателя, об/сек·Гц.
 Дифференциальное уравнение для клапана:

$$\frac{dv}{dt} = \omega \quad (2)$$

где v – скорость потока.
 Дифференциальное уравнение частотного преобразователя:

$$T_{\text{п}} \frac{df}{dx} + f = K_{\text{п}} \cdot I_p \quad (3)$$

где $T_{\text{п}}$ – постоянная времени частотного преобразователя, с;
 f_s – номинальная частота, Гц
 $K_{\text{п}}$ – коэффициент пропорциональности.
 Дифференциальное уравнение трубопровода:

$$T_{\text{т}} \frac{dP}{dt} + P = k_{\text{т}} \cdot P_{\text{вх}} \quad (4)$$

где $T_{\text{т}}$ – постоянная времени трубопровода, с;
 P – давление, мПа;
 $P_{\text{вх}}$ – входное давление, мПа.
 Преобразование величины открытия в давление:

$$P_{\text{вх}} = K_{\text{д}} \cdot v \quad (5)$$

где $K_{\text{д}}$ – коэффициент пропорциональности давления.

Исходные значения параметров представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

$K1, \frac{\text{Гц}}{\text{мА}}$	$K2, \frac{\text{об/сек}}{\text{Гц}}$	$k3, \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{оборот}}$	$T1, \text{с}$	$T2, \text{с}$	$T3, \text{с}$
10	4	6	10	0.4	40

В ходе эксплуатации системы давление на выходе должно поддерживаться на уровне 9 Мпа. В качестве задания будет использоваться ступенчатое воздействие, которое в момент пуска изменяет свое значение с 0 до 9.

Модель системы показана на рисунке 9.

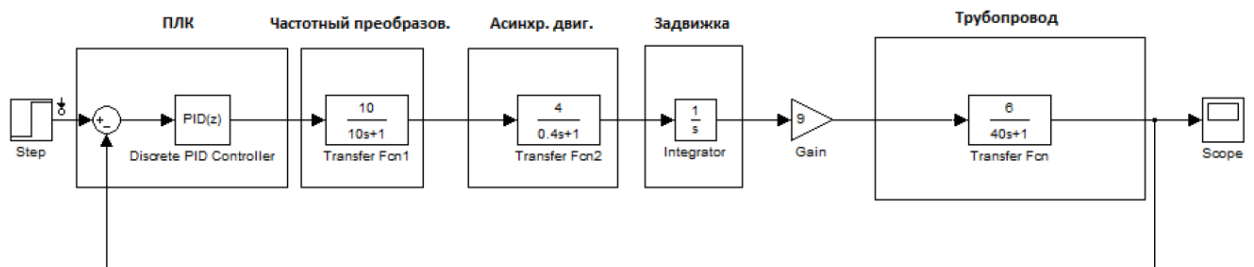


Рисунок 9 – Модель системы в Simulink

На рисунке 10 отражен график переходного процесса.

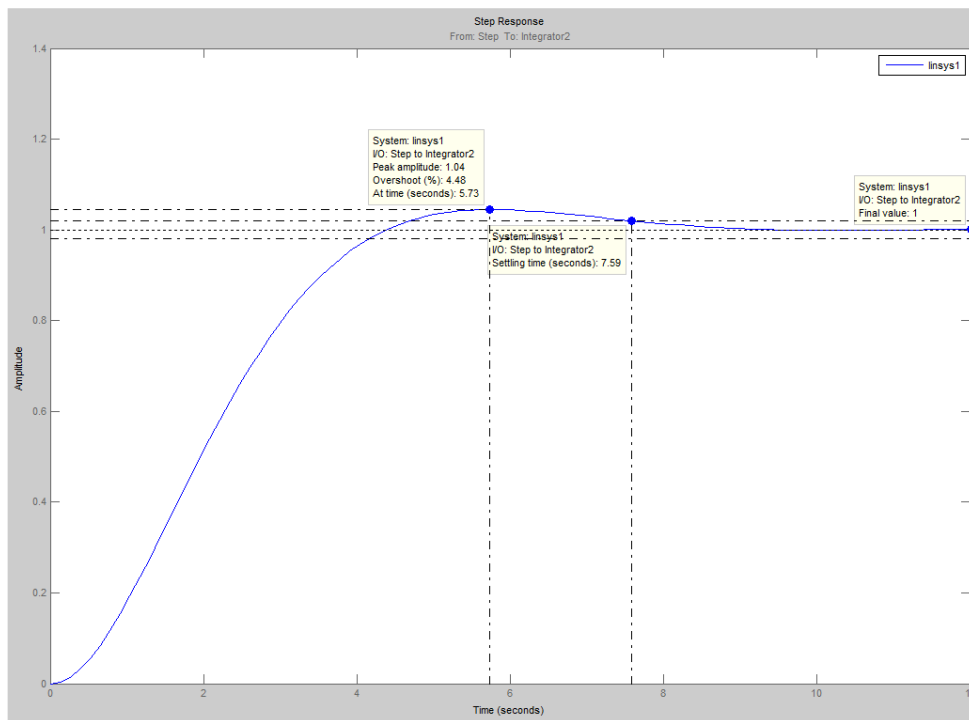


Рисунок 10 – График переходного процесса

По графику видно, что ошибка перерегулирования отсутствует, величина перерегулирования составляет 4,48%, а время переходного процесса составляет 7,59 с.

9 Разработка экранных форм

Верхний уровень системы автоматизированного управления узлом учета газа ГРС построен на базе программного пакета SCADA Infinity производства компании «ЭлеСи». Мнемосхема оператора была разработана в ПО Infinity HMI с использованием цветовой политики, схожей с используемой компанией ПАО «Газпром нефть» на своих объектах [8]. Мнемосхема оператора представлена в приложении 3 на ФЮРА.420609.08.

10 Модернизация системы

10.1 Модернизация полевого уровня

Для модернизации полевого уровня необходимо обозначить существующие проблемы. В существующих системах полевые устройства передают данные в виде стандартного сигнала 4-20 мА. Недостатком такого метода передачи данных является невозможность централизованной диагностики, поверки и конфигурирования датчиков, отсутствие статистической информации от полевых устройств. Для осуществления перечисленных операций диспетчеру необходим непосредственный доступ напрямую к устройству на площадке. Это существенно понижает оперативность работы, снижает безопасность системы. Одним из вариантов решения данной проблемы является использование шинной системы связи полевых устройств, например Foundation Fieldbus.

Технология Foundation Fieldbus— это перспективная инфраструктура цифровой автоматизации, построенная на проверенных концепциях управления данными, полевыми устройствами и связью, обеспечивая при этом широкие возможности управления и взаимодействия между устройствами [12]. Полевая шина Foundation Fieldbus является полностью цифровой последовательной двунаправленной коммуникационной системой. Схема реализации изображена на рисунке 11.

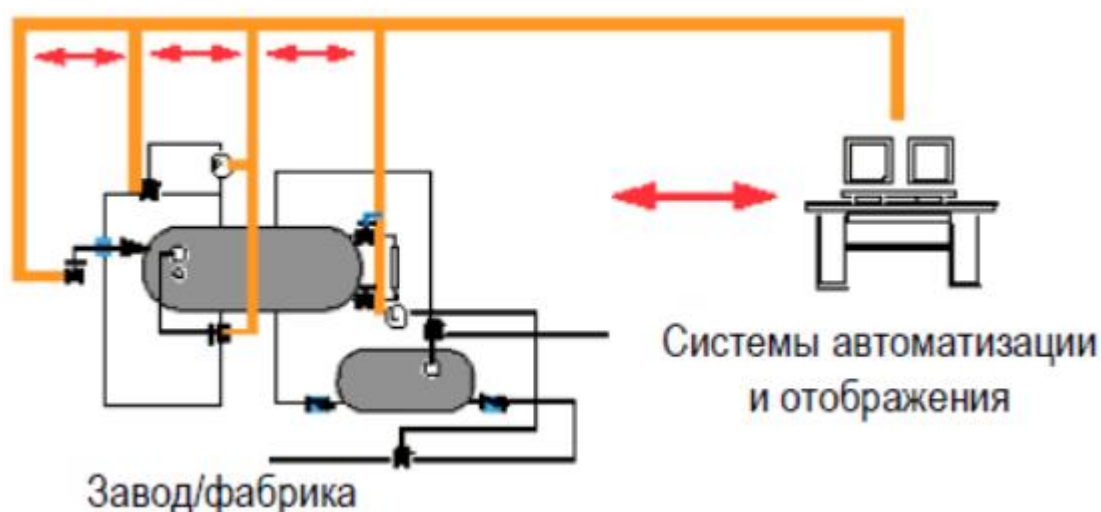


Рисунок 11 – Структура Технологии Foundation Fieldbus

Существует две реализации Foundation Fieldbus:

1. Foundation Fieldbus H;
2. Foundation Fieldbus HSE (High Speed Ethernet).

Foundation Fieldbus H1 работает на скорости 31,25 кбит/с и, как правило, соединяется напрямую с полевыми устройствами (датчики, приводы и системы ввода/вывода). Данные передаются по последовательному интерфейсу RS-485.

Foundation Fieldbus HSE работает на скорости 100 Мбит/с и обеспечивает интеграцию контроллеров, подсистем Foundation Fieldbus H1, серверов и рабочих станций посредством Ethernet [12].

Технология Foundation Fieldbus использует все преимущества систем 4-20 мА, такие как:

1. Прием и передача данных по одной петле;
2. Стандартный интерфейс для передачи данных.

Более того, Foundation Fieldbus обеспечивает:

1. Более высокий объем передаваемой информации за счет цифровой технологии передачи данных. Технология позволяет передавать множество переменных с каждого полевого устройства, что, в свою очередь, позволяет архивировать, анализировать тренды и оптимизировать производственный процесс, генерировать отчеты;

2. За счет возможности подключения нескольких устройств к одной шине сокращение количества проводов и вспомогательных устройств, таких как: модули сопряжения с шиной, модули ввода-вывода и т.д. Это достигается путем применения унифицированных функциональных блоков, представляющих собой стандартные функции задач автоматизации, например, аналоговый вход (AI), аналоговый выход (АО) или PID-регулятор. Структура системы показана на рисунке 12;

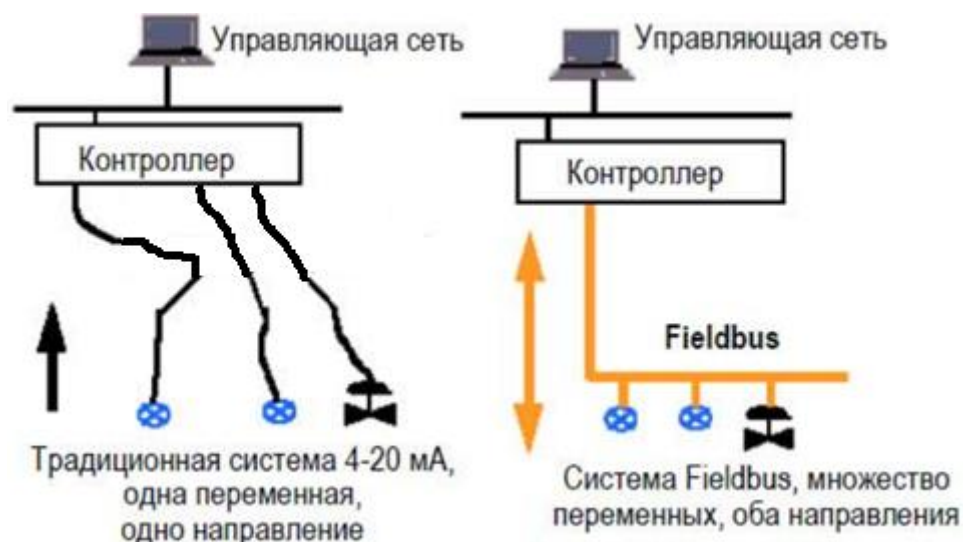


Рисунок 12 – Сравнение Fieldbus с традиционной системой

3. Расширение возможностей для диагностики. Это обеспечивается возможностью самодиагностики и возможностями микропроцессорных полевых устройств, поддерживающих протокол Fieldbus. При обнаружении нештатных ситуаций, при необходимости проведения планового обслуживания или поверки передаются соответствующие сообщения и предупреждения персоналу. Данные возможности позволяют существенно уменьшить время незапланированных простоев, уменьшить время реакции на возникшие неисправности и тем самым повысить безопасность и стабильность работы предприятия.

4. Реализацию системы предиктивной аналитики. Система предиктивной аналитики производит анализ параметров устройств, обнаруживает деградацию тех или иных показателей, тем самым прогнозируя скорый выход полевого устройства из строя вследствие износа либо поломки. Это является очень важным преимуществом, поскольку система позволяет предупреждать аварийные ситуации на объекте и планировать устранение неисправностей, не дожидаясь их возникновения.

Полевые устройства, подобранные при проектировании автоматизированной системы управления узлом учета газа ГРС, имеют

возможность работы по протоколу Fieldbus, поэтому для модернизации требуется заказать датчики в соответствующем исполнении.

Например, датчик давления Rosemount 3051S от компании «Emerson», как и большая часть продукции данной компании имеет поддержку Foundation Fieldbus.

Для организации работы данного протокола необходимо лишь подключить соответствующий интерфейс и произвести конфигурацию прибора с помощью специального пакета «ROCLINK8000», который позволяет настроить все необходимые параметры устройства. Окно конфигурирования полевого устройства представлено на рисунке 13.

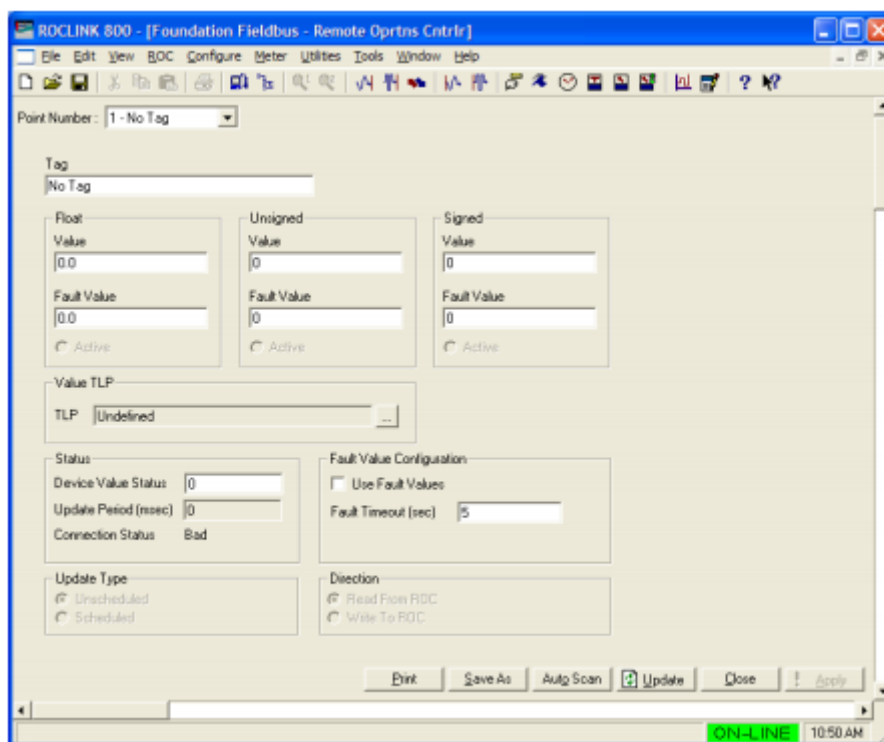


Рисунок 13 – Окно конфигурирования полевого устройства Fieldbus пакета «ROCLINK8000»

Подобная модернизация полевого уровня существенно увеличивает безопасность технологического процесса, а также позволяет создать инженерную станцию централизованной диагностики интеллектуальных полевых устройств. Это один из элементов системы технического обслуживания и ремонта (ТОиР), представленный на рисунке 14. Для

удешевления системы подобным способом модернизируются только критически важные устройства, такие как датчики давления и клапаны.

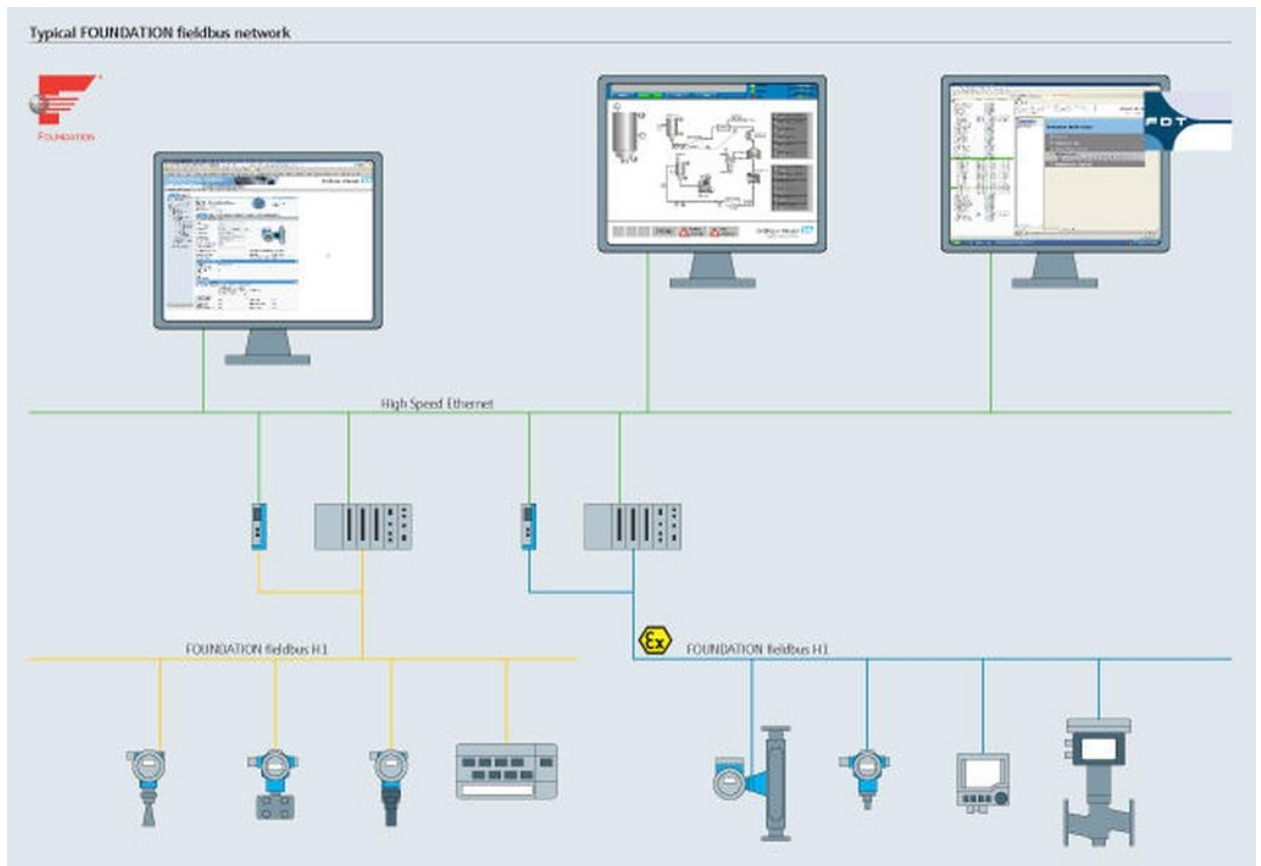


Рисунок 14 – Пример построения системы автоматизации с использованием Foundation Fieldbus

Еще одним преимуществом внедрения данной технологии является также то, что она может быть достаточно просто интегрирована в существующую систему управления с аналоговым сигналом 4-20мА с использованием тех же самых линий связи. Результатом введения данной технологии является существенное повышение надежности и безопасности системы, расширение возможностей для диагностики, контроля работоспособности и поверки полевых устройств.

10.2 Модернизация среднего уровня

Модернизировать средний уровень необходимо в соответствии с выбранными решениями для полевого уровня. Требуется организовать связь с

полевым уровнем с использованием минимального количества промежуточных устройств во избежание множества проблем, таких как: снижение скорости передачи данных с полевого уровня, дополнительные затраты времени и средств на настройку промежуточных устройств, снижение надежности системы.

Поскольку при проектировании системы автоматизации были подобраны ключевые полевые устройства от компании «Emerson», предпочтительнее использовать ПЛК того же производителя. Это позволит максимально качественно и быстро наладить связь между полевыми устройствами и средним уровнем, позволит использовать готовые решения от производителя, например, программное обеспечение для калибровки, поверки и диагностики.

Исходя из перечисленных требований, заменяем выбранный вычислитель расхода полноценным ПЛК от компании «Emerson» – контроллером серии ROC800, представленным на рисунке 15.



Рисунок 15 – Контроллер Emerson ROC800

ROC800 является современным контроллером, имеющим широкие возможности конфигурирования и низкое энергопотребление. Сертифицирован для использования в узлах учета газа. Способен генерировать отчеты, поддерживает архивные базы данных. Прост в конфигурировании и масштабировании, имеет достаточные для системы автоматизированного управления узлом учета газа ГРС показатели быстродействия. Он обеспечивает высокую гибкость применения для самых разных задач благодаря:

1. Возможности функционирования в широком диапазоне температур;
2. Низкому энергопотреблению;
3. Надежности конструкций, рассчитанной на монтаж в полевых условиях;
4. Встроенной защите от к/з;
5. Архивированию контролируемых, измеряемых и вычисляемых параметров в самом контроллере;
6. Локальному исполнению алгоритмов управления полевым оборудованием, включая запорно-регулирующую арматуру и двигатели;
7. Возможность конфигурирования в соответствии с задачами пользователя;
8. Широким коммуникационным возможностям;
9. Возможностям расширения как программного обеспечения, так и состава аппаратуры;
10. Многоуровневой системе защиты данных.

Модель ROC800 имеет специальные модульные обоймы, позволяющие подключить до 27 дополнительных модулей.

Конфигурирование каналов ввода/вывода, контуров регулирования, вычислений расхода и архивных баз данных осуществляется путем заполнения шаблонов.

Контроллер полностью поддерживает технологию Foundation Fieldbus и обеспечивает широкие возможности для масштабирования. Модули ввода/вывода устанавливаются непосредственно в контроллер без необходимости остановки технологического процесса. Если требуется добавить дополнительное полевое устройство, нужно добавить соответствующий модуль ввода/вывода и сконфигурировать его, не перезапуская ПЛК.

Это также повышает надежность системы. Отказ одного из модулей никак не влияет на работоспособность всей системы.

Конфигурирование, проверка и диагностика полевых устройств осуществляется на уровне ПЛК с помощью упомянутого ранее готового программного обеспечения «ROCLINK8000». Данное ПО позволяет:

1. Конфигурировать каналы ввода/вывода, измерительные станции, вычисления расхода, контуры ПИД регулирования, системные настройки и настройки управления питанием;
2. Извлекать, сохранять и печатать архивные БД;
3. Извлекать, сохранять и печатать журналы событий и сигналов тревоги;
4. Калибровать аналоговые входы и каналы многопараметрических сенсоров по пяти точкам;
5. Настраивать систему защиты данных от несанкционированного доступа;
6. Создавать и редактировать графические мнемосхемы;
7. Настраивать параметры прямой проводной связи, радиосвязи, модемной связи и других коммуникационных методов.

Примеры настройки полевых датчиков, архива исторических данных и регулирования представлены на рисунке 16.

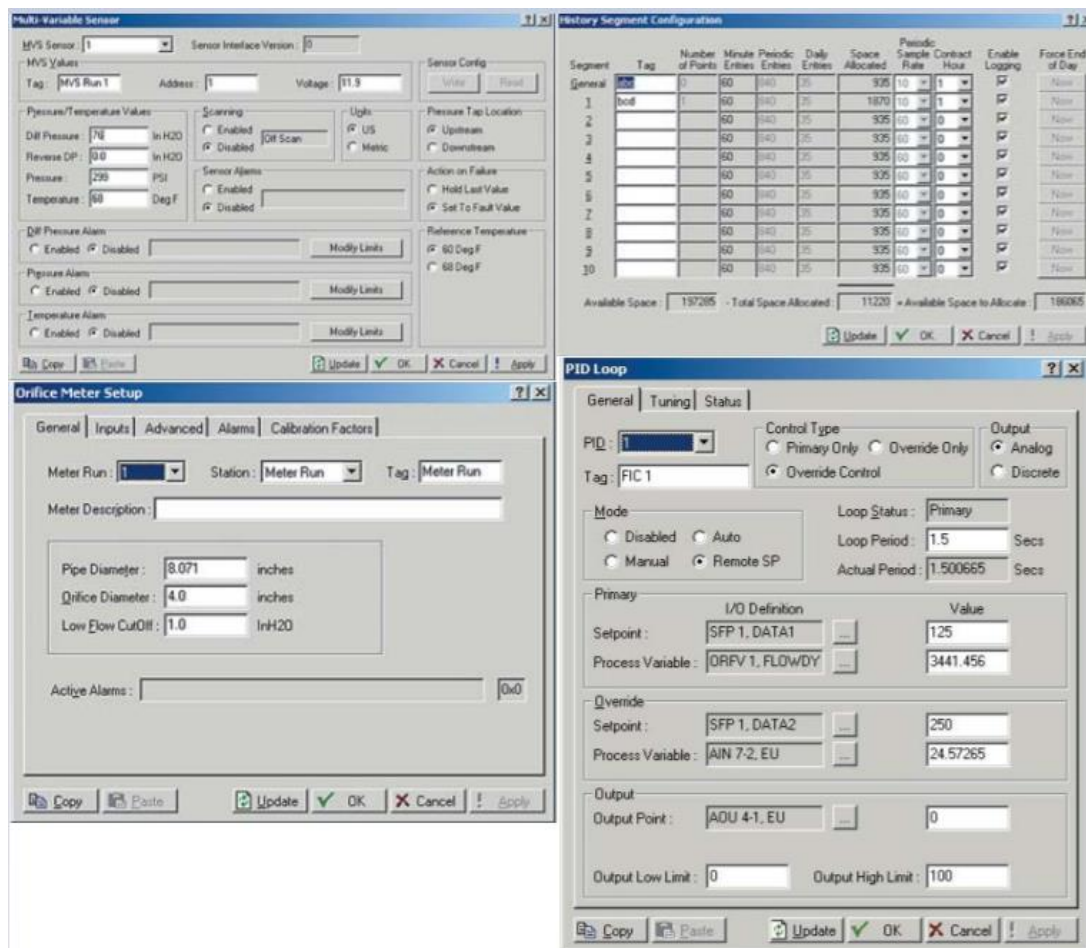


Рисунок 16 – Возможности ПО «ROCLINK8000»

Для подключения устройства Fieldbus к ПЛК «ROC800» предусмотрены специальные съемные модули ввода/вывода FFH1 и FFH1 PWD, изображенные на рисунке 17.

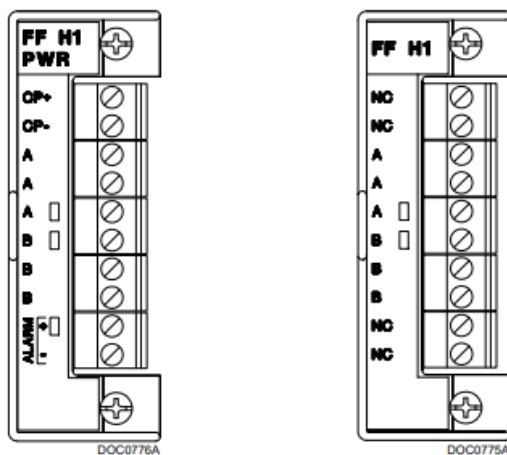


Рисунок 17 – Интерфейсные модули FFH1 и H1 PWR

Модуль Н1 PWR не требует подключения дополнительного питания, Н1 требуется внешний источник.

Каждый модуль Н1 может обмениваться данными с 16 устройствами, всего поддерживается до четырех интерфейсных модулей Н1, что дает возможность управлять 64 удаленными полевыми устройствами.

Кроме того, интерфейс Foundation Fieldbus позволяет одновременное использование устройств Fieldbus между несколькими блоками ROC800, что создает широкую сеть обмена между устройствами. Схема подключения Fieldbus – устройств к модулям Н1 и Н1 PWD представлена на рисунках 18 и 19 соответственно.

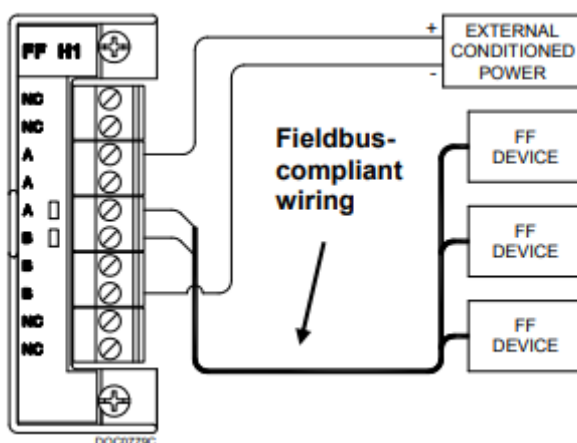


Рисунок 18 – Пример подключения FF – устройства к модулю Н1

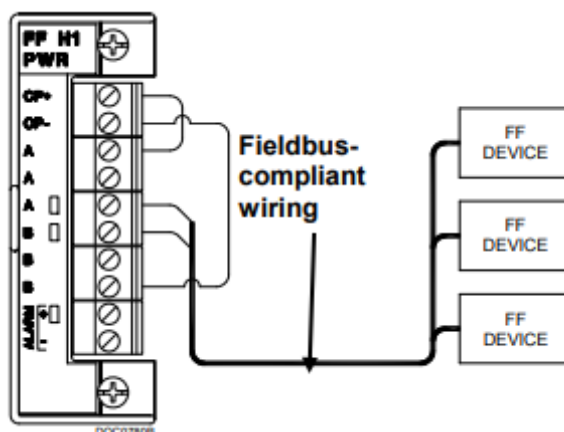


Рисунок 19 – Пример подключения FF – устройства к модулю Н1 PWD

Назначение контактов разъемов Н1 и Н1 PWD представлены на рисунках 20 и 21 соответственно.

Terminal	Label	Definition
1	NC	No Connection
2	NC	No Connection
3	A	Fieldbus A
4	A	Fieldbus A
5	A	Fieldbus A
6	B	Fieldbus B
7	B	Fieldbus B
8	B	Fieldbus B
9	NC	No Connection
10	NC	No Connection

Рисунок 20 – Назначение контактов разъемов модуля Н1

Terminal	Label	Definition
1	CP+	Conditioned Power Positive
2	CP-	Conditioned Power Negative
3	A	Fieldbus A
4	A	Fieldbus A
5	A	Fieldbus A
6	B	Fieldbus B
7	B	Fieldbus B
8	B	Fieldbus B
9	Alarm+	Over-current open-collector
10	Alarm -	Ground

Рисунок 21 – Назначение контактов разъемов модуля Н1 PWD

Данные с данного ПЛК на основную АРМ будут передаваться по протоколу OPC UA. Для этого требуется специальный драйвер «Fisher ROC Ethernet», который обеспечит поддержку данного протокола.

Результатом такой модернизации среднего уровня является увеличение безопасности системы в целом, увеличение производительности, надежности и удобства работы, упрощение задач масштабирования, диагностики, поверки и настройки.

10.3 Модернизация верхнего уровня

Модернизация верхнего уровня должна производиться с учетом решений на полевом и среднем уровнях. В данном случае следует незначительно отойти от привычной конфигурации (полевые устройства – ПЛК – АРМ).

Следует добавить инженерную станцию для диагностики, конфигурирования и поверки полевых устройств. Таким образом, система будет содержать АРМ оператора со SCADA – системой, мнемосхемами управления и контроля технологических параметров и дополнительную инженерную станцию для перечисленных выше задач. Это позволит создать полноценную централизованную систему диагностики интеллектуальных полевых устройств, что позволит существенно повысить безопасность системы в целом, уменьшить время реакции на неисправности полевых устройств, сделать процесс поверки и диагностики максимально быстрым и эффективным.

Инженерная станция будет работать с ПО «AMS Device Manager» от компании «Emerson». Данный пакет предназначен для автоматизации всех видов работ, связанных с обслуживанием КИПиА на предприятии, имеет полную поддержку устройств Fieldbus.

Пакет включает в себя базу данных, она содержит:

1. Конфигурационные данные приборов, включая архивные данные изменений;
2. Все действия пользователей в системе, связанные с конфигурированием и калибровкой;
3. Аварийные и диагностические сообщения от полевых приборов;
4. Все системные события в AMS Device Manager;
5. Расписание калибровок, поверочные схемы и задействованное оборудование.

AMS Device Manager является единой, гибкой средой с графическим интерфейсом для анализа информации в БД, а также для выполнения

операций, связанных с конфигурированием приборов в режиме реального времени и удаленной диагностикой приборов, с целью точного определения текущего состояния прибора и выявления причин возможных неполадок.

ПО AMS Device Manager поддерживает Foundation Fieldbus HSE. То есть ПЛК связан с инженерной станцией через High Speed Ethernet по протоколу Fieldbus. Это означает, что данные по Fieldbus выходят с полевого устройства и доходят до АРМ без дополнительных преобразований в иные протоколы передачи, что обеспечивает максимальную скорость и надежность связи.

Примеры функций программного пакета AMS Device Manager представлены на рисунке 22.

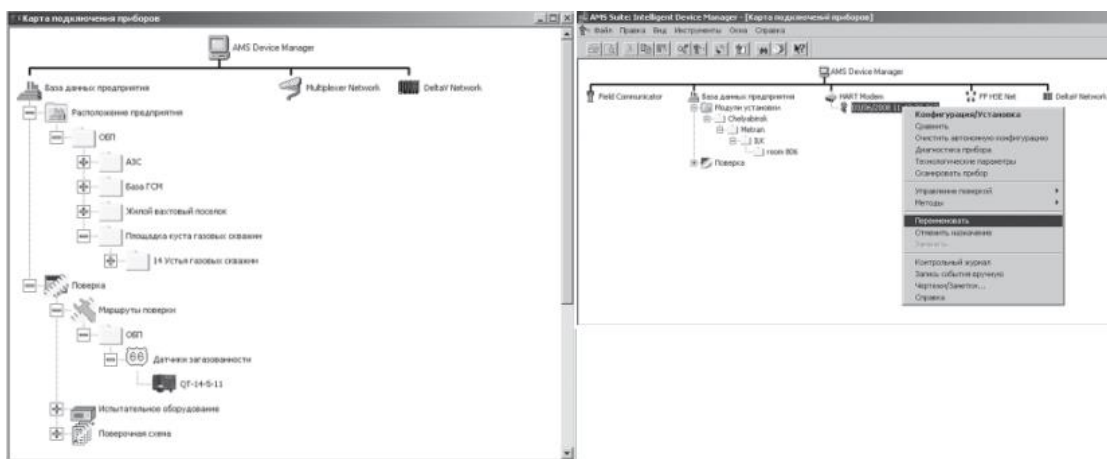


Рисунок 22 – Организация базы данных и отображение системных интерфейсов AMS Device Manager

Помимо этого, в SCADA – систему будут добавлены компоненты информационной безопасности, поскольку современные стандарты требуют их обязательного наличия. В настоящее время SCADA системы подвержены следующим угрозам:

1. Воздействие вредоносного программного обеспечения из-за широкого распространения стандартных коммерческих программ и протоколов;

2. Небезопасные подключения к системам управления по причине распространения использования удаленного доступа;

3. Злоумышленные действия вследствие доступности информации по использованию систем управления

В SCADA Infinity предусмотрены дополнительные компоненты для обеспечения информационной безопасности, такие как Infinity Client Security, производящий контроль прав и уровней доступа учетных записей, а также Infinity Information Security, осуществляющий конфигурирование и отслеживание всей пользовательской активности на всех узлах верхнего уровня.

Infinity Client Security позволяет настроить уровни доступа пользователей и соответствующие разрешения. Например, оператор не сможет менять уставки, закрывать или изменять проект, администратор сможет настраивать проект, но не будет иметь возможности управлять полевым оборудованием. Окно настройки прав доступа представлено на рисунке 23.

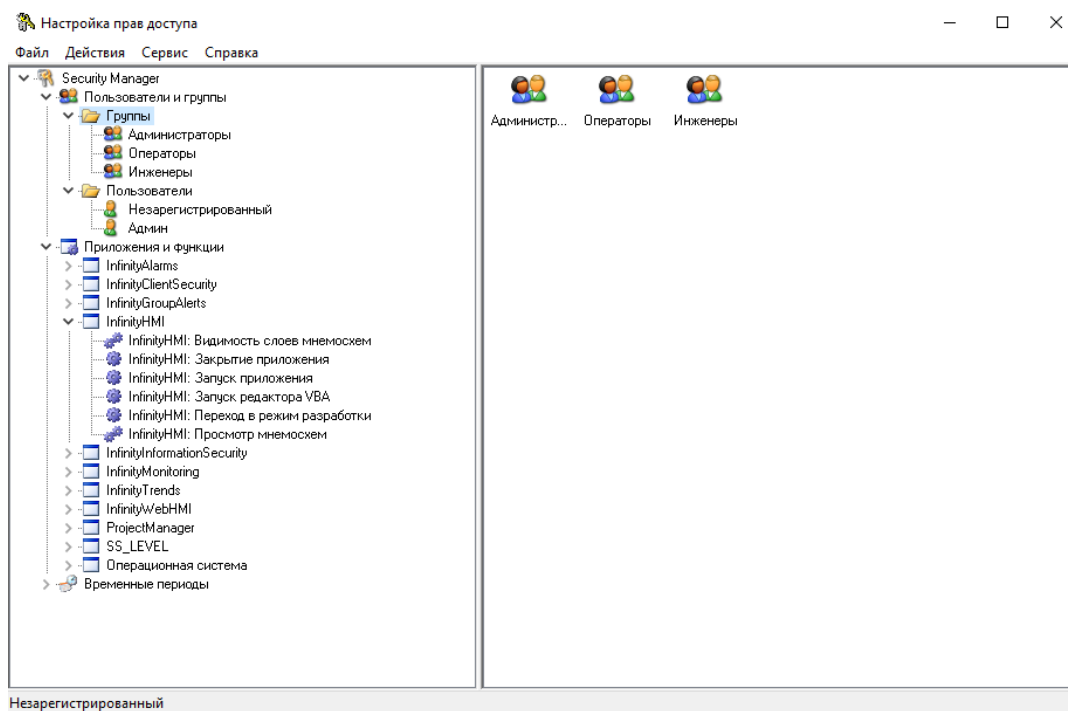


Рисунок 23 – Окно компонента Infinity Client Security

Компонент Infinity Information Security осуществляет полный контроль над всеми пользовательскими действиями на АРМ, событиями в ОС, разрешает или запрещает действия, ведет журнал активности. Окно управления безопасностью и журнал активности представлены на рисунке 24.

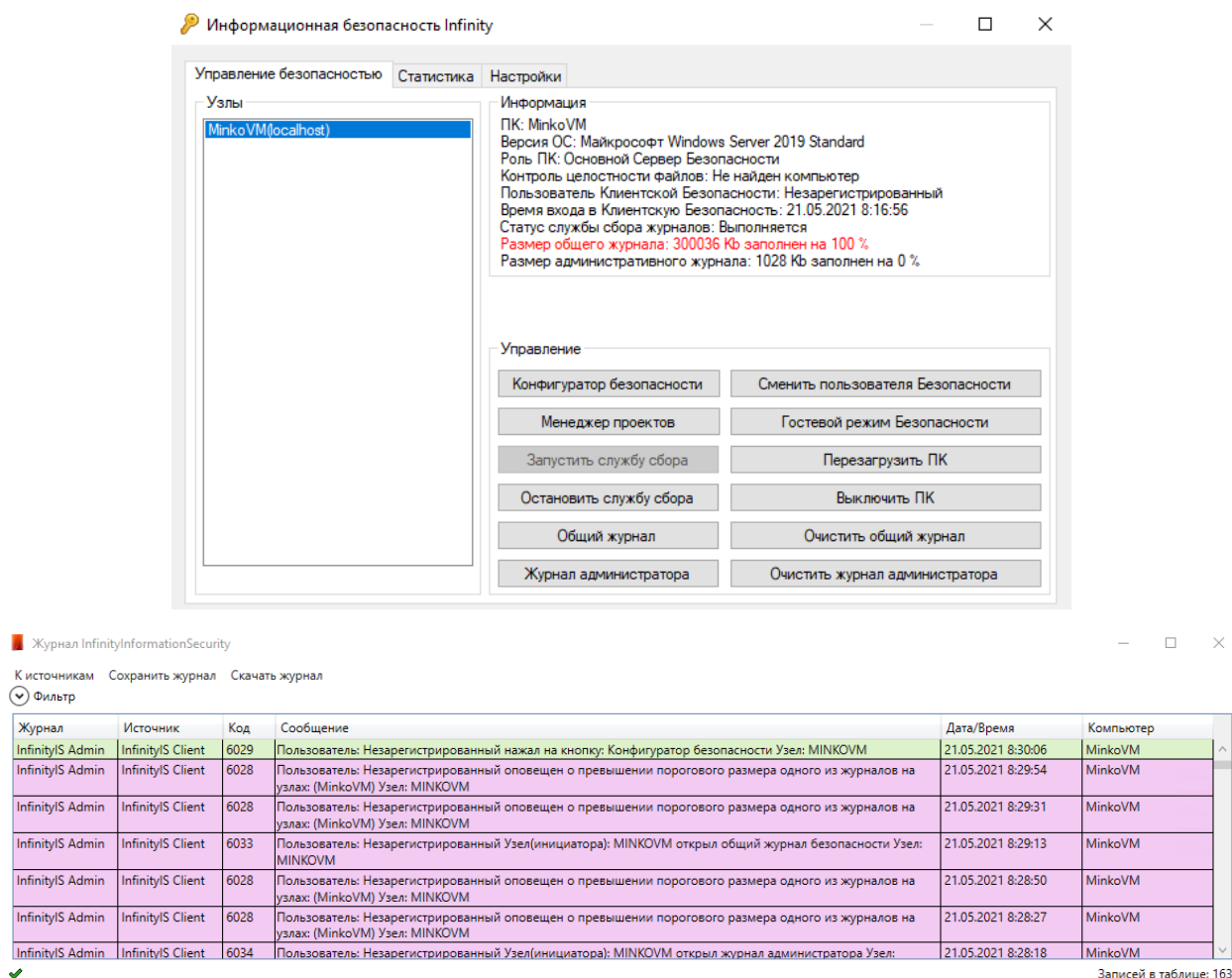


Рисунок 24 – Окна компонента Infinity Information Security

Таким образом, данные решения по модернизации верхнего уровня позволяют оперативно реагировать на возникающие неисправности нижнего уровня и предсказывать их появление, а также непрерывно, централизованно контролировать состояние всего полевого уровня. Компоненты системы безопасности существенно повышают безопасность и защищенность системы.

10.4 Сравнение протоколов передачи данных

Выбор протокола передачи данных между ПЛК и АРМ является важным пунктом при анализе проблем системы и ее модернизации. От выбора протокола напрямую зависит эффективность, скорость работы, точность и безопасность системы. Сравнение будет проводиться между тремя наиболее распространенными протоколами: Modbus TCP, МЭК 60870-5-104, OPC UA.

Modbus TCP – это последовательный протокол передачи данных. Работает по принципу client – server, подразумевает наличие одного запрашивающего устройства, которое обращается к одному или нескольким пассивным устройствам. Протокол не содержит меток времени, качества сигнала. Передача данных происходит по следующей стратегии: устройство client осуществляет последовательный опрос всех подчиненных устройств, последовательно получая данные. Подчиненное устройство не может самостоятельно передать данные по изменению. Это является существенным недостатком, значительно снижающим скорость работы и целостность данных. Плюсом является простота реализации.

МЭК 60870-5-104 – это событийный протокол передачи данных. Работает по принципу client – server, предполагает наличие пункта управления (ПУ) и контролируемого пункта (КП). Содержит метку времени, качества сигнала. Передача данных построена по событийному типу. КП при изменении своих данных посылает их в ПУ без ожидания запроса. Это является существенным плюсом, повышающим оперативность передачи данных и эффективность управления. Помимо этого, протокол осуществляет подтверждение получения и выполнения сигналов. Также протокол экономит сетевой трафик ввиду отсутствия постоянного общего опроса. Из недостатков следует выделить отсутствие информационной безопасности.

OPC UA – это событийный протокол передачи данных. Работает по принципу client – server. Client подписывается на теги сервера, которые ему необходимо получать. Данные передаются по изменению. Протокол поддерживается не только на ОС Windows, но и, в отличие от своего

предшественника – OPC, на Linux, поэтому может использоваться в ПЛК. OPC UA имеет функционал информационной безопасности. Это является плюсом, поскольку современные требования делают обязательной защищенность информации. Минусом по сравнению с МЭК является существенная нагрузка на сеть.

Протоколы передачи будут сравниваться по следующим параметрам:

1. Стратегия обмена данными (полинг, спорадика, подписка, синхронный и асинхронный режимы);
2. Передаваемые параметры (значение, метка времени, качество);
3. Защищенность передачи данных (шифрование, целостность, аутентификация).

В ходе тестирования будут проверены следующие показатели:

1. Загрузка сети;
2. Частота обновления данных.

Результаты тестирования представлены в сводной таблице 4.

Таблица 4 – Сравнительный анализ протоколов передачи данных.

Параметр	Modbus TCP	МЭК 60870-5-104	OPC UA
Стратегия обмена данными	Поллинг	Спорадика	Подписка
Передаваемые параметры	Значение	Значение Метка времени Качество	Значение Метка времени Качество
Защищенность передачи данных	Нет	Нет	Аутентификация Шифрование Целостность

Для проведения сравнительного испытания на виртуальной машине была создана модель в ПО «АОModeler». Данное ПО позволяет моделировать полевой уровень автоматизируемой системы, имеет возможность создавать полевые устройства, логика работы которых приближена к реальным

устройствами передавать данные через промышленные протоколы. Модель содержит порядка 2000 сигналов, на вход которых подан сигнал со счетчика, подключенного к генератору дискретных импульсов, а выход подан на Modbus Slave и IEC 104 Slave. Генератор подает новые значения раз в 0,5 секунды (пила), имитируя «шторм» на площадке. Счетчик импульсов сбрасывается каждые 50 импульсов. ПО AOModeler не поддерживает протокол OPC UA, поэтому используется OPC UA Server, осуществляющий перекладку сигналов Modbus и IEC 104 из модели в протокол OPC UA DA. Схема системы тестирования представлена на рисунке 25.

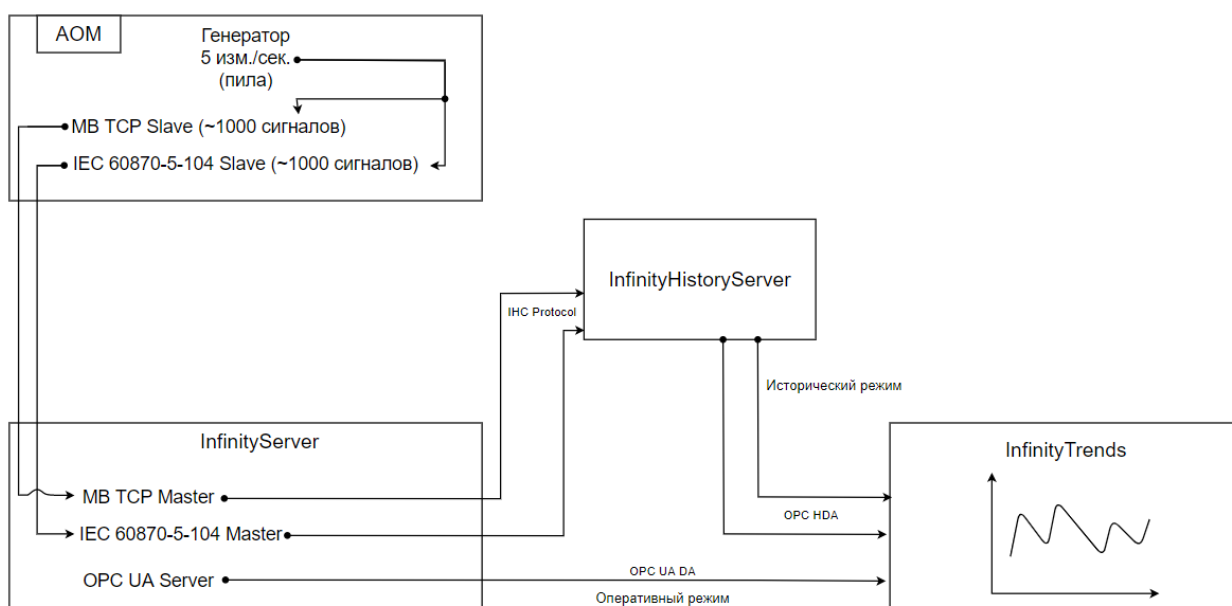


Рисунок 25 – Схема системы тестирования протоколов

Тестирование производится на уровне одной ОС на логическом интерфейсе loorback, который ограничен лишь производительностью ПК, что является идеальным каналом связи. Мониторинг работы протоколов осуществляется в компоненте SCADA Infinity, Infinity Trends. Данный компонент строит график передаваемых протоколами значений в историческом и оперативном режимах. Ввиду особенностей выбранного ПО графики Modbus и IEC104 представлены в историческом режиме, а график работы OPC UA представлен в оперативном режиме. Сравнение работы Modbus и IEC 104 представлено на рисунке 26.

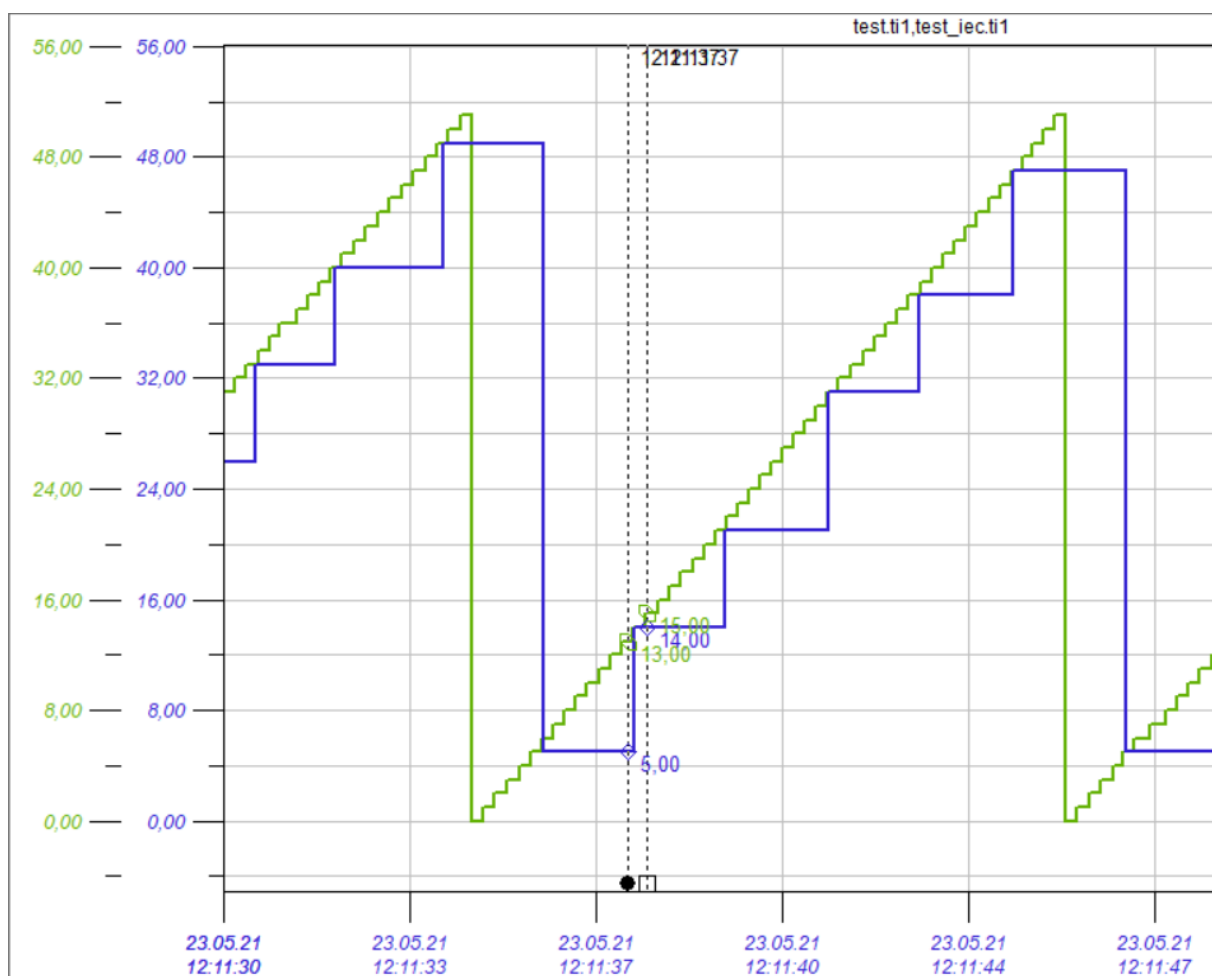


Рисунок 26 – Сравнение работы Modbus и IEC 104

На графике зеленым цветом обозначен IEC 104, синим – Modbus. По графику видно, что IEC 104 последовательно передает изменившиеся значения от 1 до 50 без каких-либо потерь. В свою очередь Modbus теряет примерно 8 промежуточных значений ввиду того, что стратегией опроса данного протокола является полинг, протокол производит общий опрос большого количества сигналов каждые 2 секунды, при этом не успевая получать все изменившиеся значения.

Далее произведем сравнение в оперативном режиме. Зеленым цветом обозначен сигнал OPC UA DA, переложенный в сервер из IEC 104, синим – из Modbus. Результат сравнения показан на рисунке 27.

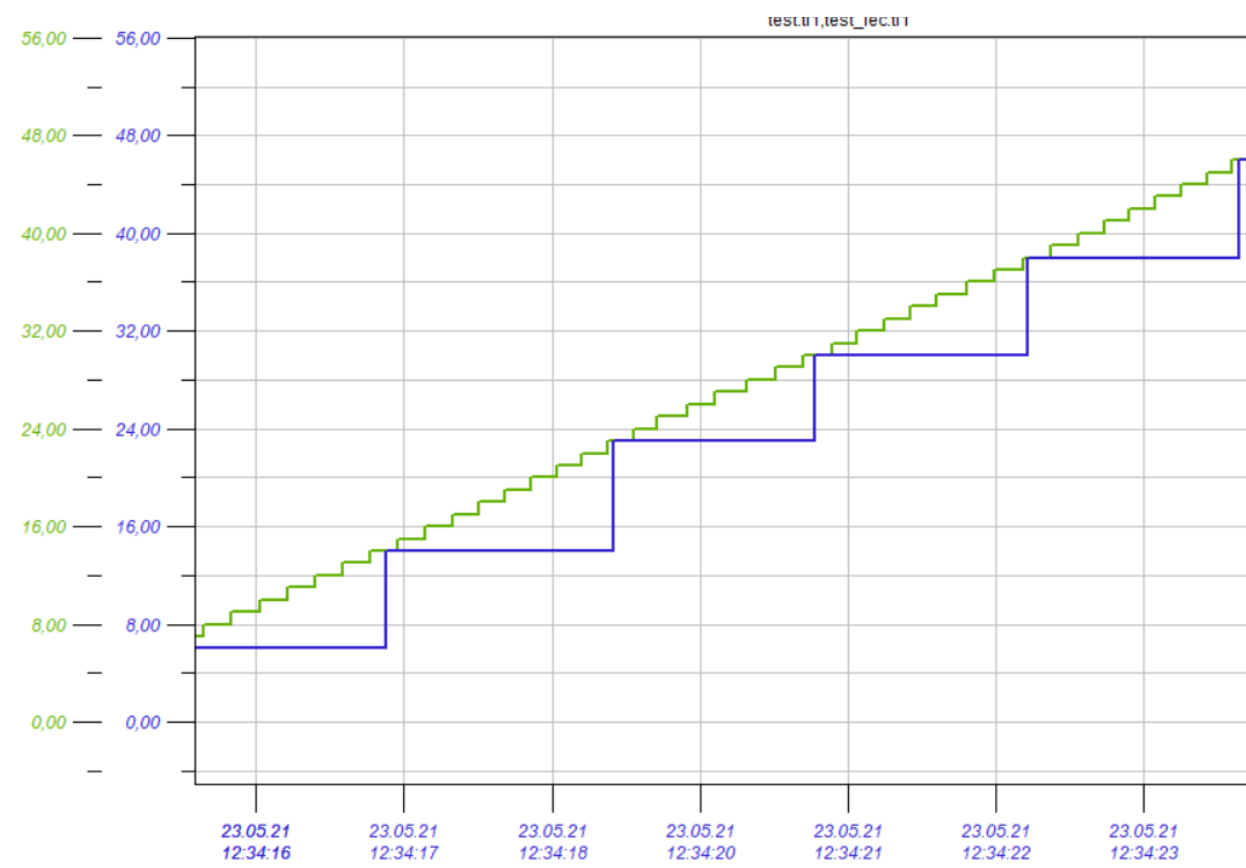


Рисунок 27 – Результат перекладки IEC 140 и Modbus OPCUA

График показывает, что при перекладке протоколов в OPC UA Server и последующей передаче через OPC UA DA данные передаются с максимальной частотой. OPC UA, как и IEC 104 успевает обрабатывать изменения данных и не теряет их значений.

Произведем сравнение использования канала тремя протоколами. Для этого используем ПО Wireshark. В модели устанавливаем частоту изменения сигналов каждые 5 секунд и наблюдаем среднее за 10 секунд количество потребленных байт трафика каждым из протоколов. Результат сравнения приведен на рисунке 28.



Рисунок 28 – График использования сетевого трафика тремя протоколами

Анализируя график следует отметить, что наименьшее количество сетевого трафика потребляет протокол ИЕС 104. Это обусловлено событийностью его работы, отсутствием информационной безопасности и большого количества сервисных пакетов. Modbus и OPC UA потребляют примерно одинаковое количество трафика. В случае Modbus это является следствием постоянного полинга. OPC UA использует значительное количество трафика, так как содержит большое число сервисных пакетов, а так же защищает данные.

Проанализируем защищенность данных протоколов. Для этого используем ПО WireShark. Программа позволяет просмотреть пакет, переданный протоколом. Пакет, переданный протоколом Modbus представлен на рисунке 29.

modbus					
No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length Info
> Frame 19: 381 bytes on wire (2408 bits), 381 bytes captured (2408 bits) on interface \Device\NPF_{Loopback}, id 0 > Null/Loopback > Internet Protocol Version 4, Src: 127.0.0.1, Dst: 127.0.0.1 > Transmission Control Protocol, Src Port: 502, Dst Port: 53824, Seq: 515, Ack: 37, Len: 257					
Modbus/TCP					
Transaction Identifier: 82 Protocol Identifier: 0 Length: 251 Unit Identifier: 1					
Modbus					
.000 0011 = Function Code: Read Holding Registers (3) [Request Frame: 17] [Time from request: 0.000149000 seconds] Byte Count: 248					
Register 4216 (UINT16): 0 Register Number: 4216 Register Value (UINT16): 0					
Register 4217 (UINT16): 16768 Register Number: 4217 Register Value (UINT16): 16768					
Register 4218 (UINT16): 0 Register Number: 4218 Register Value (UINT16): 0					
Register 4219 (UINT16): 16768 Register Number: 4219 Register Value (UINT16): 16768					
Register 4220 (UINT16): 0 Register 4221 (UINT16): 16768 Register 4222 (UINT16): 0 Register 4223 (UINT16): 16768 Register 4224 (UINT16): 0					

Рисунок 29 – Пакет Modbus

Заметно, что пакет Modbus полностью открыт, содержит помимо сервисной информации передаваемые значения регистров. Протокол не обеспечивает защиту данных.

Рассмотрим пакет протокола IEC 104. Результат представлен на рисунке 30.

iec60870_asdu					
No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length Info
> Frame 64: 296 bytes on wire (2368 bits), 296 bytes captured (2368 bits) on interface \Device\NPF_{Loopback}, id 0 > Null/Loopback > Internet Protocol Version 4, Src: 127.0.0.1, Dst: 127.0.0.1 > Transmission Control Protocol, Src Port: 2404, Dst Port: 53845, Seq: 1, Ack: 1, Len: 252 > IEC 60870-5-104: -> I (24059,2)					
IEC 60870-5-104 ASDU: ASDU=1 M_ME_TF_1 Spont IOA[16]=1,... 'measured value, short floating point number with time tag CP56Time2a'					
TypeId: M_ME_TF_1 (36) 0... .. = SQ: False .001 0000 = NumIx: 16 ..00 0011 = CauseTx: Spont (3) .0... .. = Negative: False 0... .. = Test: False OA: 0 Addr: 1					
IOA: 1 IOA: 1 Value: 28					
QDS: 0x00 = OV: No overflow = BL: Not blocked = SB: Not Substituted .0... .. = NT: Topical 0... .. = IV: Valid					
CP56Time: May 23, 2021 13:10:19.803000000 RTZ 2 (зима) MS: 19803 ..00 1010 = Min: 10 0... .. = IV: Valid ... 1101 = Hour: 13 0... .. = SU: Local ... 0111 = Day: 23 000... .. = DOW: 0 ... 0101 = Month: 5 .001 0101 = Year: 21					

Рисунок 30 – Пакет протокола IEC 104

Пакет протокола IEC 104 также является полностью открытым. Данные не защищены. Видна метка времени, передаваемое значение регистра.

Проанализируем пакет протокола OPC UA. Результат представлен на рисунке 31.

opcua						
No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
<ul style="list-style-type: none"> > Frame 46: 156 bytes on wire (1248 bits), 156 bytes captured (1248 bits) on interface \Device\NPF_{Loopback}, id 0 > Null/Loopback > Internet Protocol Version 4, Src: 127.0.0.1, Dst: 127.0.0.1 > Transmission Control Protocol, Src Port: 53818, Dst Port: 62450, Seq: 1, Ack: 129, Len: 112 ▼ OpcUa Binary Protocol <ul style="list-style-type: none"> Message Type: MSG Chunk Type: F Message Size: 112 SecureChannelId: 2 Security Token Id: 1 Security Sequence Number: 2635150182 Security RequestId: 2383026283 ▼ OpcUa Service : Encodeable Object <ul style="list-style-type: none"> ▼ TypeId : ExpandedNodeId <ul style="list-style-type: none"> NodeId EncodingMask: Unknown (0x37) 						

Рисунок 31 – Пакет протокола OPC UA

Пакеты OPC UA передаются в зашифрованном виде, невозможно просмотреть регистры, передаваемые значения, метки времени и качества сигналов.

Анализируя результаты сравнения протоколов следует отметить, что протокол Modbus является простым, но устаревшим решением, не способным работать в условиях быстрого изменения большого количества сигналов, не обеспечивающим информационный безопасности. Протокол IEC 104 является быстрым и надежным решением, не требовательным к производительности сети, однако также не обеспечивает защиту данных. Протокол OPC UA работает так же быстро, как и IEC 104, но при этом обеспечивает должный уровень информационной безопасности. Протокол требователен к скорости соединения, однако сеть Ethernet 100 Мбит/с. способна обеспечить его стабильную работу. Таким образом, оптимальным решением для модернизации АСУ ГРС является протокол OPC UA.

11 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

11.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследований являются коммерческие организации, осуществляющие деятельность в нефтегазовой отрасли, в частности – газодобывающие предприятия, производящие добычу и последующую транспортировку газа. Разрабатываемая система автоматизированного управления узлом учета газа предназначена для них. В таблице 5 представлено сегментирование рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Цифрами обозначены компании-конкуренты: «1» - ПАО «Газпром нефть», «2» - АО «ТомскНИПИнефть», «3» - АО «ЭлеСи».

Таблица 5 – Сегментирование рынка

		Вид услуги по автоматизации ТП		
		Разработка АСУ ТП	Проектирование строительства	Разработка SCADA-системы
Размер компании	Крупные	3	1, 2	3
	Средние	2, 3	1, 2	3
	Мелкие	2, 3	2	2, 3

Проанализировав карту сегментирования, можно сделать вывод о том, что наименьшая конкуренция на рынке Разработки АСУ ТП и Внедрения SCADA систем для средних и крупных компаний.

11.2 Анализ конкурентных технических решений

На рынке существует большое количество предприятий, осуществляющих разработку и внедрение АСУ на производстве.

Оценка конкурентоспособности технических решений представлена с помощью оценочной карты, представленной в таблице 6, где $B_{к1}$ – АО «ТомскНИПИнефть», $B_{к2}$ – АО «ЭлеСи», B_p – разработанная автоматизированная система управления узлом учета газа газораспределительной станции. Позиции определяются по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерии	Баллы			Конкурентос- пособность		
		Б _р	Б _{к1}	Б _{к2}	К _р	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Надёжность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
Удобство в эксплуатации	0,07	4	4	5	0,28	0,28	0,35
Безопасность	0,1	5	3	4	0,4	0,4	0,3
Улучшение производительности	0,11	5	4	4	0,55	0,44	0,44
Минимизация ошибок контроля расхода	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
Ремонтопригодность	0,09	4	4	5	0,36	0,36	0,45
Энергоэкономичность	0,11	5	3	4	0,55	0,33	0,44
Помехоустойчивость	0,09	5	5	5	0,45	0,45	0,45
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
Послепроектное сопровождение	0,09	3	5	5	0,27	0,45	0,45
Цена	0,07	3	4	4	0,21	0,28	0,28
Конкурентноспособность	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Предполагаемый срок эксплуатации	0,03	4	3	3	0,12	0,09	0,09
Итого	1	53	47	52	4,39	4,04	4,31

Анализируя оценочную карту, можно заметить, что текущий проект является конкурентоспособным. Положительными сторонами проекта является его безопасность, надёжность, улучшение производительности, минимизация ошибок, помехоустойчивость. При дальнейшей модернизации

проекта стоит уделить внимание критериям цены, послепроектного сопровождения и ремонтпригодности.

11.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ – это метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) [19].

В ходе проведения анализа составляется интерактивная матрица проекта. Каждый фактор помечен либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных или слабых сторон возможностям или угрозам), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие).

В таблицах 7-10 представлены интерактивные матрицы проекта.

Таблица 7 – Интерактивная матрица сильных сторон и возможностей проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	-	+
	B2	-	-	+	-
	B3	-	-	-	-

Таблица 8 – Интерактивная матрица слабых сторон и возможностей проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	-
	B2	+	+	-
	B3	-	-	-

Таблица 9 – Интерактивная матрица сильных сторон и угроз проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	-	-	-
	У2	-	-	-	-
	У3	+	-	+	+

Таблица 10 – Интерактивная матрица слабых сторон и угроз проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	-
	У2	-	-	-
	У3	-	+	+

Итоговая матрица SWOT представлена в таблице 11.

Таблица 11 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Безопасность и энергоэффективность проекта.</p> <p>С2. Наличие опытного руководителя.</p> <p>С3. Использование известных решений.</p> <p>С4. Актуальность разработки.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие работающего прототипа.</p> <p>Сл2. Большой срок поставок оборудования.</p> <p>Сл3. Медленный процесс вывода на рынок.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Большой потенциал применения данной системы.</p> <p>В2. Использование существующего ПО.</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>В1С1С4 – актуальность и экономичность разработанной системы свидетельствует о большом потенциале проекта.</p> <p>В3С3 – поиск более дешевых датчиков и исполнительных механизмов.</p>	<p>В2Сл1Сл2 – в связи с тем, что отсутствует работающий прототип, заранее не известна его совместимость с существующем ПО.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Развитая конкуренция.</p> <p>У3. Сложность перехода на новую систему.</p>	<p>У1С1 – несмотря на то, что спрос на новые технологии не высок, существенный прирост безопасности и надежности проекта сможет решить данную проблему.</p> <p>У3С1С3С4 – заказчикам сложно будет перейти на новую систему, однако разработанный проект имеет ряд преимуществ: актуальность, более высокая безопасность и надежность, экономичность.</p>	<p>У1Сл1 – клиентов могут отпугнуть отсутствие прототипа и внедрение новых технологий.</p> <p>У3Сл2Сл3 – возможные срывы сроков работы.</p>

SWOT-анализ позволяет определить сильные и слабые стороны разрабатываемого проекта, а также показывает, каким слабым сторонам нужно уделить внимание и предпринять стратегические изменения.

1 Чтобы уменьшить влияние Сл1, разрабатываемая система детально прорабатывается и подвергается ряду проверок на качество работы в среде MATLAB.

2 Большой срок поставок оборудования можно обсудить с поставщиком, при заключении договоров поставки.

3 Медленный процесс вывода на рынок неизбежен, поскольку установка системы займет продолжительное время, однако, если заключать договор на этапе начала строительства, то это во многом упрощает процесс внедрения системы.

11.4 Планирование научно-исследовательских работ

11.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р), студент (С). Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 12.

Таблица 12 – Этапы НИР и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Исполнители
Определение целей, задач, исходных данных	1	Выбор темы ВКР	С
	2	Составление и утверждение технического задания	Р, С
	3	Поиск литературы по теме	Р, С
	4	Календарное планирование работ	С

Продолжение таблицы 12

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Исполнители
Разработка АСУ	5	Описание технологического процесса	С
	6	Подбор СИ и контроллерного оборудования	С
	7	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	С, Р
	8	Составление перечня вход/выходных сигналов	С
	9	Составление схемы информационных потоков	С
	10	Разработка схем внешних проводок	С
	11	Разработка алгоритмов сбора данных	С, Р
	12	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	С, Р
	13	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	С, Р
	14	Разработка программы пуска и остановки подачи рабочего потока	С
	15	Проектирование SCADA-системы	С
	16	Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	С
	17	Написание раздела «социальной ответственности»	С
	18	Проверка работы с руководителем	Р, С
Оформление отчёта	19	Составление пояснительной записки	С
	20	Подготовка презентации дипломного проекта	С

Как можно заметить из таблицы, большинство работы было проделано самостоятельно, но на некоторых этапах требовалась помощь руководителя.

11.4.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max i}}{5}, \quad (6)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел. дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p :

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (7)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел. дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для удобства построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни по формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (8)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (9)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Значение коэффициента календарности для 2020 года [20]:

$$k_{кал} = \frac{365}{365 - 52 - 19} = \frac{365}{294} = 1,24. \quad (10)$$

С учётом данных таблицы 12 и приведённых выше формул составляется расчётная таблица 13. Диаграмма Ганта, представляющая собой календарный график работ, приведена на рисунке 32. Красным цветом обозначена работа одного студента, зеленым – работа совместно с руководителем.

Таблица 13 – Расчёт трудозатрат на выполнение работ

Наименование работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожi}$, чел-дни			
	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Совместное выполнение работ	Совместное выполнение работ
Выбор темы ВКР	1	0	2	0	1,4	0	1,4	2
Составление и утверждение технического задания	6	4	10	7	7,6	5,2	7,6	11,2
Подбор и изучение материалов по теме	2	0	5	0	3,2	0	3,2	5
Календарное планирование работ	2	0	3	0	2,4	0	1,2	1,5
Описание технологического процесса	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4
Подбор СИ и контроллерного оборудования	3	0	7	0	4,6	0	4,6	6,8
Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	0	2	0	1,4	0	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	0	1	0	0,7	0	0,7	1
Составление схемы информационных потоков	3	0	6	0	4,2	0	4,2	6,2
Разработка схем внешних проводок	3	0	6	0	4,2	0	4,2	6,2
Разработка алгоритмов сбора данных	1	0	3	0	1,8	0	1,8	3

Продолжение таблицы 13

Разработка алгоритмов автоматического регулирования	3	0	5	0	3,8	0	3,8	5,6
Разработка программы пуска и остановки подачи рабочего потока	3	0	7	0	4,6	0	4,6	6,8
Проектирование SCADA-системы	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4
Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	2	0	5	0	3,2	0	3,2	5
Написание раздела «социальной ответственности»	1	0	2	0	1,4	0	1,4	2
Проверка работы с руководителем	1	4	3	7	1,8	5,2	5,2	7,7
Составление пояснительной записки	1	0	3	0	1,8	0	1,8	3
Подготовка презентации дипломного проекта	0,5	0	1	0	0,7	0	0,7	1
Итого:					54,4	10,4	56,6	84,1

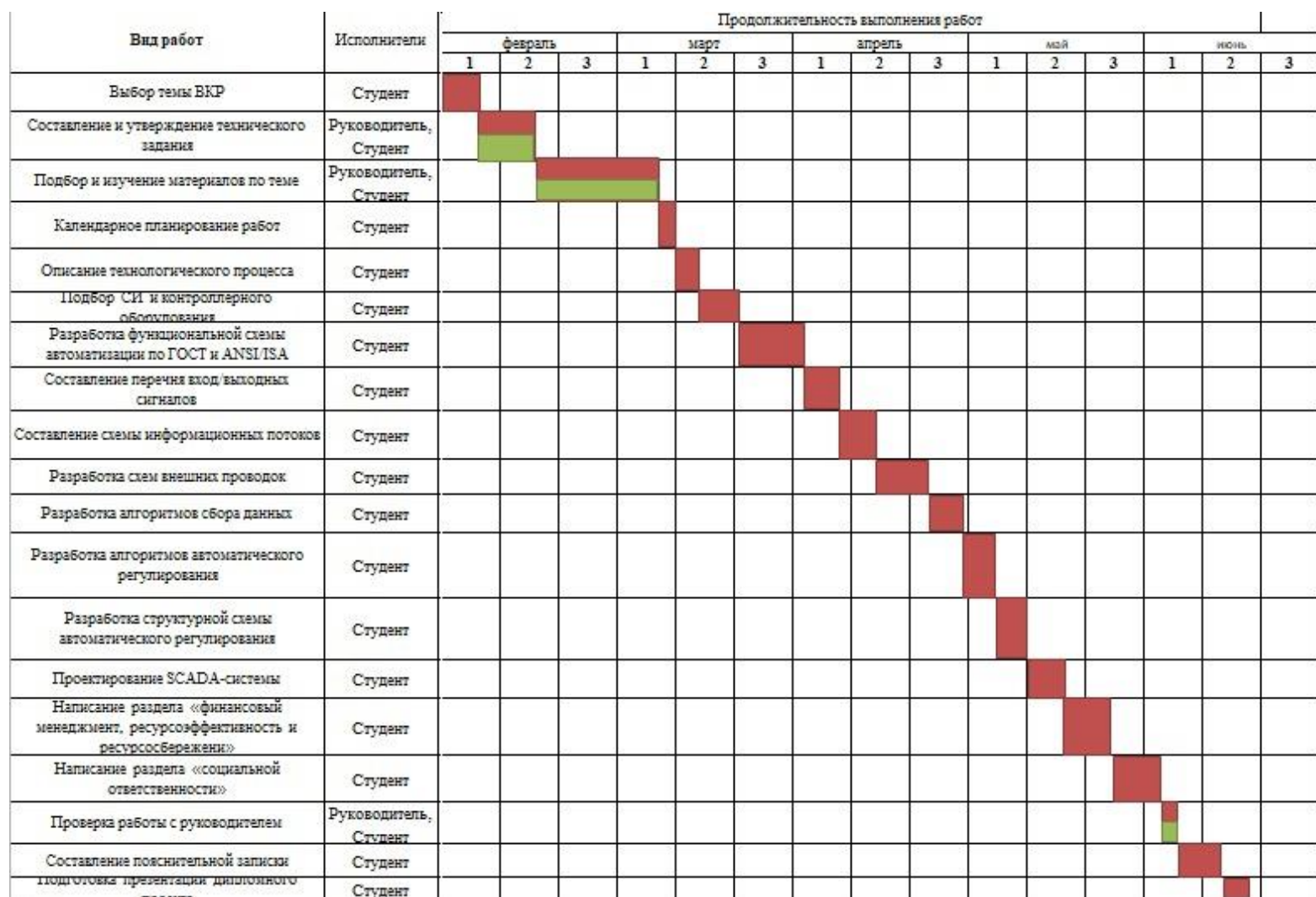


Рисунок 32 – Диаграмма Ганта

Из диаграммы на рисунке 32 видно, что практическая часть всего исследования занимает порядка 2,5 календарных месяцев. Это связано с целью провести более детальную практическую проработку проекта. Теоретическая проработка материала не заняла много времени, на нее ушел примерно месяц. На оформление дополнительных разделов и подготовку к защите ушло приблизительно так же около месяца.

11.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- 1 материалы затраты;
- 2 амортизационные отчисления;
- 3 основная заработная плата исполнителей;
- 4 дополнительная заработная плата исполнителей;
- 5 отчисления во внебюджетные фонды;
- 6 накладные расходы.

11.5.1 Расчёт материальных затрат

В данном разделе рассчитывается стоимость технического обеспечения, используемого в разработке проекта. В таблице 14 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат также учитывается транспортные расходы и расходы (величина k_T) на установку оборудования в размере 20% от стоимости материалов.

Основная формула для расчета материальных затрат выглядит следующим образом:

$$З_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расхi}, \quad (11)$$

где $N_{расхi}$ – количество видов материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования.

Таблица 14 – Материальные затраты

	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы
Emerson ROC800	Шт.	1	600000	600000
Датчик давления Rosemount 3051S	Шт.	2	120000	240000
Датчик температуры Rosemount 644	Шт.	2	110000	220000
Датчик расхода FLOWSIC600 Quatro	Шт.	2	90000	180000
Электропривод «ТУ-3791 П4»	Шт.	6	30000	216000
Анализатор температуры точки росы АМТЕК 241CE II	Шт.	2	30000	60000
Анализатор влажности АМТЕК 5000	Шт.	2	30000	60000
Клапан регулирующий VFM2	Шт.	8	50000	400000
Анализатор влажности АМТЕК 5000	Шт.	2	30000	60000
Итого:				2036000

Теоретические исследования, а также моделирование системы требуют ряд программных продуктов: Microsoft Office, Mathcad 15, MATLAB R2020b, Bentley MicroStation V8i и др. Большинство из них предоставляются бесплатно для студентов ТПУ. Таким образом, затраты на материалы включают в себя расходы на канцелярские принадлежности. В материальные затраты также включаются транспортно-заготовительные расходы (ТЗР) в пределах 20% от общей цены материалов.

11.5.2 Расчёт амортизационных отчислений

Написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев. Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 50000 рублей. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет [21].

Норма амортизации рассчитывается как [22]:

$$N = \frac{1}{СПИ} \cdot 100\%, \quad (12)$$

где $СПИ$ – срок полезного использования объекта в годах.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации N :

$$N = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%, \quad (13)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$N_{год} = 50000 \cdot 0,33 = 16500 \text{руб.}, \quad (14)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$N_{мес} = \frac{16500}{12} = 1375 \text{руб.}, \quad (15)$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$N_{мес} = 1375 \cdot 5 = 6875 \text{руб.} \quad (16)$$

Расчет амортизации для специального оборудования представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет амортизации специального оборудования

Позиция	Стоимость, руб	Срок полезного использования	Норма амортизации	Годовая амортизация, руб.	Ежемесячная амортизация, руб.	Итоговая амортизация, руб.
Компьютер	50000	3	0,33	16 500	1 375	6 875
Многофункциональный осциллограф	75000	4	0,25	18 750	1 562	7 810
ПО AMS Device Manager	100000	2	0,5	50 000	4 166	20 833
Итог						35 518

11.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Рассчитаем основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ:

$$З_{зн} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (17)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m + M}{F_{\partial}}, \quad (18)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6 дневная неделя;

F_{∂} – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 16).

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Число нерабочих дней:	71	71
– выходные дни		
– праздничные дни		
Потери рабочего времени:	48	72
– отпуск		
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	176

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p, \quad (19)$$

где Z_{mc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы сводится в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_{mc} , руб.	k_p	k_{np}	k_d	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	20000	1,3	0,3	0,3	41600	1758,7	10,4	18290,48
Студент	12000	1,3	0,3	0,4	26520	1124,35	56,6	63468,58
Итого								81759,06

11.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн}, \quad (20)$$

где $k_{дон}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

В таблице 18 представлен расчет дополнительной заработной платы.

Таблица 18 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнители	$З_{осн}$, руб.	$k_{доп}$	$З_{доп}$, руб.
Руководитель	18290,48	0,12	2194,86
Инженер	63468,58	0,12	7616,23
Итого			9811,09

Поскольку расчет дополнительной заработной платы представляет собой умножение основной заработной платы на коэффициент, то результат получился схожим с тем, что был получен при расчёте основной заработной платы.

11.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые исчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (21)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	18290,48	2194,86
Инженер	63468,58	7616,23
Отчисления во внебюджетные фонды	30,2%	
Итого		
Руководитель	6186,57	
Инженер	21467,61	
Итого	27654,18	

По итогу отчисления во внебюджетные фонды составят 27654,18 руб.

11.5.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов.

Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (22)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов возьмем в размере 15 %.

$$\begin{aligned} З_{накл} &= 0,15 \cdot (2036000 + 35518 + 81759,06 + 9811,09 + 27654,18) \\ &= 328611,3 \end{aligned}$$

11.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	2036000
2. Амортизационные отчисления	35 518
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	81759,06
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9811,09
5. Отчисления во внебюджетные фонды	27654,18
6. Накладные расходы	337611,3
7. Бюджет затрат НТИ	2519353,63

В ходе формирования бюджета затрат на НТИ вышло, что затраты составляют примерно 2519353,63 руб. Полученный результат не является до конца точным, поскольку неизвестны материальные затраты, которые понесли руководитель и консультант.

11.7 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (23)$$

где $I_{финр}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Φ_{max} зависит от сложности проекта, который разрабатывается для компании заказчика. На сложность проекта влияет огромное количество факторов, поэтому достаточно оценить величину Φ_{max} невозможно. Примем, что стоимость выполнения проекта автоматизации ГЖСА в компании АО «ЭлеСи» равняется 2920629 руб., в компании АО «ТомскНИПИнефть» – 2878382 руб., а у студента с руководителем – 2519354 руб.

Расчет интегрального финансового показателя разработки представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет интегрального финансового показателя разработки

Исполнитель	Φ_{pi}	Φ_{max}	$I_{финр}^{студент}$	$I_{финр}^{«ЭлеСи»}$	$I_{финр}^{«ТомскНИПИнефть»}$
Студент с руководителем	2519354 руб.	2820629 руб.	0,92	1	0,98
«ЭлеСи»	2820629 руб.				
«ТомскНИПИнефть»	2778382 руб.				

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Студент с руководителем	«ЭлеСи»	«ТомскНИПИнефть»
Способствует росту производительности труда	0,3	5	4	5
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,3	4	5	4
Помехоустойчивость	0,05	4	5	4
Энергосбережение	0,05	5	4	5
Надёжность	0,15	5	4	4
Материалоёмкость	0,15	4	5	4
Итого	1			

Значения интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Значения интегрального показателя ресурсоэффективности

$I_{\text{студент}}$	$I_{\text{«ЭлеСи»}}$	$I_{\text{«ТомскНИПИнефть»}}$
4,75	4,5	4,35

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}}, \quad (24)$$

Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

$I_{исп.студент}$	$I_{исп. "ЭлеСи"}$	$I_{исп. "ТомскНИПИнефть"}$
5,1	4,5	4,4

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср.i} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.студент}}, \quad (25)$$

В таблице 25 представлена сравнительная эффективность разработки.

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Студент с руководителем	«ЭлеСи»	«ТомскНИПИнефть»
Интегральный финансовый показатель разработки	0,92	1	0,98

Продолжение таблицы 25

Показатели	Студент с руководителем	«ЭлеСи»	«ТомскНИПИнефть»
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,5	4,35
Интегральный показатель эффективности	5,1	4,5	4,4
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,90	0,88

Исходя из полученных данных таблицы 25, следует, что наиболее эффективной является система, разработанная студентом и его руководителем.

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты разработки исследуемой автоматизированной системы управления узлом учета газа газораспределительной станции:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка имеет наименьшую конкуренцию на рынке услуг по автоматизации ТП и внедрению SCADA систем для средних и крупных компаний.
2. Проведён анализ конкурентных технических решений. Выявлено два конкурента: АО «ТомскНИПИнефть» и АО «ЭлеСи». Разрабатываемая система на текущем этапе уступает конкурентам по ремонтпригодности и послепроектному сопровождению, однако выигрывает за счёт безопасности, производительности и помехоустойчивости.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: отсутствие спроса на новые технологии; развитая конкуренция; сложность перехода на новую систему; срыв поставок оборудования. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 1.1.3.

4. При планировании научно-исследовательских работ была определена структура работ в рамках научного исследования, по результату чего можно говорить о том, что большинство работы было проделано самостоятельно, однако потребовалась помощь руководителя и консультанта на начальном и конечном этапе. Также разработан график проведения научного исследования в виде диаграммы Ганта. Из диаграммы видно, что практическая часть всего исследования занимает порядка 2,5 календарных месяцев. Это связано с целью провести более детальную практическую проработку проекта.

5. В процессе расчёта бюджета НТИ было выявлено, что затраты на заработные платы руководителя и студента схожи – это связано с тем, что у преподавателя при большем окладе, меньшее число рабочих дней. Также в общем бюджет, требуемый для проведения научно-технического исследования, составил 2659374 руб. Полученный результат не является до конца точным, поскольку неизвестны материальные затраты, которые понесли руководитель и консультант.

6. При оценке эффективности исследования было выявлено, что разработанный проект автоматизации управления узлом учета газа ГРС достаточно эффективен среди таких крупных компаний, как «ЭлеСи» и «ТомскНИПИнефть».

12 Социальная ответственность

В данном разделе освещаются вопросы выявления и анализа вредных и опасных производственных факторов на рабочем месте оператора, контролирующего работу автоматизированной системы управления узлом учета газа ГРС, уменьшение негативного влияния деятельности в соответствии с нормами и требованиями промышленной безопасности, санитарных норм, норм охраны труда и пожарной безопасности (ОТиПБ).

В ВКР рассматривается разработка и модернизация автоматизированной системы управления узлом учета газа газораспределительной станции. Оператор выполняет контроль и управление параметрами технологического процесса. В разрабатываемой системе предполагается использование точных приборов измерения давления, температуры, температуры точки росы, влажности и расхода газа, контроллерного оборудования. Автоматизированная система управления узлом учета газа ГРС позволяет снизить трудовые и материально-технические затраты, повысить безопасность технологического процесса путем ужесточения контроля технологических параметров и состояния измерительных устройств.

12.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197–ФЗ [23] в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти – или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На месторождении применяется

четырех-бригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК [23] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

Исходя из Конституции Российской Федерации, каждый имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены, а согласно ст. 219 ТК, [23] каждый работник имеет право на охрану труда, в том числе на рабочее место, защищенное от воздействия вредных или опасных производственных факторов, которые могут вызвать производственную травму, профессиональное заболевание или снижение работоспособности. В связи с этим существует ряд требований к рабочему месту оператора АСУ, изложенных в ГОСТ 12.2.032-78 "Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ. Общие эргономические требования". [24]

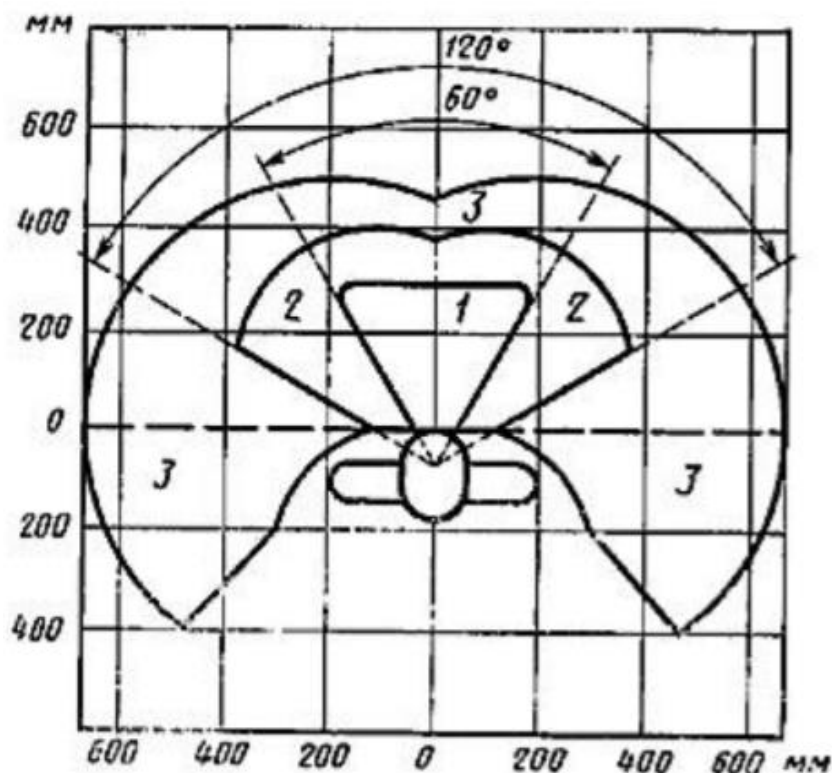


Рисунок 33 – Эргономические требования к рабочему месту оператора АСУ

1 зона для размещения наиболее важных и очень часто используемых органов управления (оптимальная зона моторного поля);

2 зона для размещения частоиспользуемых органов управления (зона легкой досягаемости моторного поля);

3 зона для размещения редкоиспользуемых органов управления (зона досягаемости моторного поля).

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости согласно [24]:

1 дисплей размещается в зоне «3» (в центре);

2 системный блок размещается в предусмотренной нише стола; - клавиатура в зоне «1»;

3 документация необходимая при работе в зоне легкой досягаемости ладони – «2», а в выдвижных ящиках стола редко используемая литература.

12.2 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при разработке и эксплуатации проектируемой системы. Для идентификации потенциальных факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». [25] Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой автоматизированной системы управления узлом учета газа ГРС приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Строительство	Эксплуатация	
Вредные факторы				
Отклонение показателей микроклимата.	+	+	+	СанПиН1.2.3685-21. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [26]
Повышенный уровень шума.		+	+	СП 51.13330.2011 «Защита от шума» [27]
Недостаточный уровень освещения (естественное, искусственное).	+	+	+	СП 52.13330.2016. «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция» СНиП 23-05-95* [28]
Повышенное значение электромагнитного излучения	+		+	СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96. «Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ). Санитарные правила и нормы» [29]
Опасные факторы				
Повышенное значение напряжения в электрической цепи		+	+	ГОСТ 12.1.038-82 «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» [30]

12.3 Анализ вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата могут возникать в изменяющихся сезонах и погодных условиях. Этот фактор может привести к ухудшению здоровья операторов, осуществляющих контроль и управление автоматизированной системой управления узлом учета газа газораспределительной станции.

Данный фактор регулируется СанПиН 1.2.3685-21. Для выявления необходимых условий необходимо знать категорию работ в помещении по уровню энергозатрат. [26]

ГРС имеет помещения (узлы технологического процесса, операторная), оснащенные системой вентиляции.

В соответствии с временем года и категорией тяжести работ определены оптимальные значения показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений согласно требованиям СанПиН и приведены в таблице 27, допустимые значения показателей микроклимата приведены в таблице 28.

Таблица 27 – Оптимальные значения показателей микроклимата на рабочих местах по СанПиН1.2.3685-21

Период года	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	от 23 до 25	от 40 до 60	0,1
Теплый	от 20 до 22	от 40 до 60	0,1

Таблица 28 – Допустимые значения показателей микроклимата на рабочих местах по СанПиН1.2.3685-21

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
	Ниже оптимальных не менее	Выше оптимальных не более		Ниже оптимальных не менее	Выше оптимальных не более
Холодный	от 20,0 до 21,9 включ.	от 24,1 до 25,0 включ.	от 15 до 75 включ.	0,1	0,1
Теплый	от 21,0 до 22,9 включ.	от 25,1 до 28,0 включ.	от 15 до 75 включ.	0,1	0,2

Повышенный уровень шума также является опасным фактором. Длительное воздействие шума может отрицательно сказаться на здоровье работника, а в некоторых крайних случаях даже привести к глухоте. Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с СП 51.13330.2011. [27]

При выполнении работ в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещениях предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА

При разработке автоматизированной системы узла учета газа газораспределительной станции использовались объекты, которые при эксплуатации способны создавать шум, такие как автоматические клапаны, электроприводы. Но основным источником шума является газ, проходящий по трубопроводам под высоким давлением.

В связи с тем, что уровень шума, испускаемый оборудованием, расположенным в узлах контроля, близок к предельно допустимому, необходимо устраивать кратковременные перерывы в течение рабочего дня вне помещения, а также обеспечить всех людей, находящихся на территории, наушниками с шумоподавлением. [27]

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. [28]

Излишне яркий свет слепит, снижает зрительные функции, приводит к перевозбуждению нервной системы, уменьшает работоспособность, нарушает механизм сумеречного зрения. Воздействие чрезмерной яркости может вызывать фотоожоги глаз и кожи, катаракты и другие нарушения. [28]

Для обеспечения рационального освещения (отвечающего техническим и санитарно-гигиеническим нормам) необходимо правильно подобрать светильники в сочетании с естественным светом. Поддерживать чистоту оконных стекол и поверхностей светильников. [28]

Рабочая зона или рабочее место оператора освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза.

Уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет 0.5 - 1 мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам

освещенности СП 52.13330.2016 [28] и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений. Нормирование освещённости для работы за ПК приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Нормирование освещенности для работы с ПК по СП 52.13330.2016

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различия, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение				Естественное освещение	
					Освещенность на рабочей поверхности системы	Цилиндрическая освещенность, лк	Объединенный показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности Кп, %, не более	КЕО ен, %, при	
									верхнем или комбинированном	боковом
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	Б	1	Не менее 70	300	100*	21 18*	15	3,0	1,0
			2	Менее 70	200	75*	24 18**	20 15***	2,5	0,7

Таблица 30 – Требования к освещению на рабочих местах с ПК по СП 52.13330.2016

Освещенность на рабочем столе, лк	от 300 до 500
Освещенность на экране ПК, лк	не выше 300
Блики на экране, кд/м ²	не выше 40
Прямая блескость источника света, кд/м ²	200
Показатель ослепленности	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости:	
между рабочими поверхностями	3:1-5:1
между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации, %	не более 5%

Электромагнитное излучение создается любым устройством, которое производит или потребляет электроэнергию. Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряжения электрического и магнитного полей, потока энергии, частоты колебаний, размера облучаемого тела. Нарушение в организме человека при воздействии электромагнитных полей незначительных напряжений носят обратимый характер [29].

При внедрении автоматизированной системы узла учета газа были установлены источники дополнительных электромагнитных полей, а именно: шины питания, низковольтные кабели, распределительные шкафы, шкафы управления, а также электропривод.

Согласно СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96.– «Электромагнитные поля в производственных условиях» [29] допустимые уровни магнитного поля и длительность пребывания работающих без средств защиты в электрическом поле приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Допустимые уровни магнитного поля и длительность пребывания

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, [А/м] при воздействии	
	Общем	Локальном
≤ 1	1600	6400
2	800	3200
4	400	1600
8	80	800

В связи с тем, что оборудование в автоматизированном узле учета газа подбиралось таким образом, чтобы минимизировать влияние электромагнитного поля на приборы учета, уровень общего воздействия магнитного поля составил 80А/м. Таким образом, обслуживающий персонал может находиться в помещении узла учета газа не более 8 часов за смену.

Стоит отметить, что трансформаторы, а именно их активная часть помещены в металлический маслonaполненный бак, а вся коммутационная аппаратура устанавливается в металлических шкафах.

Таким образом, уровень влияния магнитного поля незначителен, следовательно, дополнительных средств защиты от магнитного излучения не требуется.

12.4 Анализ опасных факторов

Работа оператора автоматизированной системы управления узлом учета газа газораспределительной станции подразумевает регулярное взаимодействие с ПК. Это повышает опасность поражения работника электрическим током.

Требования электробезопасности данного объекта направлены на создание условий эксплуатации оборудования, при которых исключаются образование электрической цепи через тело человека.

Рассматриваемое помещение определяется как помещение без повышенной опасности согласно ГОСТ 12.1.038-82. [30] Так как приборы, работающие в помещении, питаются от сети напряжением 220 В и частотой 50 Гц, необходимо предусмотреть случаи случайного прикосновения к токоведущим частям и способы защиты от последствий таких действий [30]:

- 1 наличие защитных ограждений или оболочек;
- 2 безопасное расположение токоведущих частей и их изоляция
- 3 изоляция рабочего места;
- 4 защитное отключение;
- 5 предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности;
- 6 заземление корпусов устройств.

Перед началом работы необходимо убедиться, что выключатели и розетка закреплены и не имеют оголённых токоведущих частей. Перед

приемом на работу очередного сотрудника необходимо проводить инструктаж по электробезопасности. Также стоит предусмотреть проведение инструктажа при смене условий работы, при обновлении техники и плановый инструктаж.

12.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для защиты от опасных и вредных производственных факторов оператору бесплатно выдают сертифицированные СИЗ согласно установленных норм, в зависимости от времени года и условий труда, а также смывающие и обезвреживающие средства.

Оператор несет ответственность за бережное отношение, правильное использование и применение СИЗ.

Оператор при работе с оборудованием (за исключением щитов управления) на территории должен пользоваться защитными касками.

Территория, рабочее место, эксплуатируемое оборудование и механизмы должны содержаться в чистоте и работоспособном состоянии.

На территории ГРС ходить допустимо только по тротуарам, аллеям и пешеходным дорожкам.

Персоналу следует иметь наряд-допуск при ведении работ с применением грузоподъемных механизмов, газоопасных, огневых и других работ повышенной опасности.

Во время работы оператор должен:

- 1 выполнять только ту работу, которая поручена и при условии, что безопасные способы ее выполнения хорошо известны;
- 2 проверять исправность ограждений, предохранительных приспособлений, блокировочных и сигнализирующих устройств;
- 3 использовать в процессе работы безопасные приемы труда, соблюдать последовательность выполнения операций, предусмотренных

нарядом допуском (разрешением), инструкциями по эксплуатации и ремонту оборудования.

12.6 Экологическая безопасность

Основными угрозами для атмосферы, водоемов и почвы является газ, находящийся в обращении автоматизированной системы управления узлом учета газа ГРС. [31]

Для этого предусмотрены следующие мероприятия:

- 1 герметизированная система подготовки газа;
- 2 подготовленный газ направляется в газопровод к потребителям, например ГПЗ, в аварийных случаях - на факел для сжигания газа;
- 3 на случай превышения давления газа в технологических емкостях избыток газа через предохранительные клапаны так же направляется на факел;
- 4 на случай ремонта, и ревизии оборудования сброс остатков газа через предохранительные клапаны так же осуществляется на факел;
- 5 для локализации всех утечек площадка вокруг факела имеет обвалование высотой 0,5 м, шириной по верху - 0,5 м.

Для защиты водоемов от загрязнения помимо вышеуказанных мероприятий необходимо:

- 1 содержать территорию в удовлетворительном состоянии;
- 2 не допускать утечки газа и других загрязняющих веществ на площадках;

Мероприятия по охране воздушного бассейна особенно при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) носят в основном организационно-технический характер:

- 1 усиление контроля над точным соблюдением технологического регламента производства;
- 2 запрет на ремонтные работы, связанные с повышенным выделением загрязняющих веществ;

3 герметизация и максимальное уплотнение стыков и соединений в технологическом оборудовании для предотвращения утечек газа;

4 усиление контроля за дымностью и выделением CO₂ передвижного автотранспорта;

5 запрет на сжигание любых отходов и мусора;

Следует отметить, что спроектированная система способна предотвращать аварийные ситуации, связанные с утечкой газа. Контроллерное оборудование обладает алгоритмами действий при возникновении всевозможных аварийных ситуаций. Также стоит обратить внимание на внедрение системы предиктивной аналитики, которая сводит вероятность наступления аварийной ситуации к минимуму.

12.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

После внедрения автоматизированной системы управления добавилось электрооборудование, которое потенциально повышает вероятность воспламенения. В связи с этим во всех производственных помещениях автоматизированной системы управления узлом учета газа ГРС существует вероятность воспламенения. В связи с этим все датчики были подобраны во взрывобезопасном исполнении, дополнительно были использованы искробезопасные цепи.

Возникшее возгорание на узле учета газа ГРС может быть потушено путем удаления горючих материалов, прекращением доступа кислорода, охлаждением горючего вещества ниже температуры его горения.

Узел учета газа оснащен первичными средствами пожаротушения, такими как: вода, огнетушители, песок. Количество и тип огнетушителей выбран в соответствии с категорией здания по взрывопожарной опасности, предельно защищаемой площади и классу пожара. Для оснащения противопожарным инвентарем на территории объекта установлены пожарные

щиты. Комплектация противопожарным инвентарем, выполнена согласно норм оснащения пожарных щитов типа ЩП-В.

На объекте принята централизованная структура контроля за установками автоматической пожарной сигнализации, из помещения операторной.

Вывод по разделу социальная ответственность

В данной главе были проанализированы опасные факторы, рассмотрены способы защиты работника от основных вредных и опасных производственных факторов, с которыми оператор может столкнуться при работе.

Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций в разработанной системе предусмотрены защитные алгоритмы и сигнализации.

Для поддержания оптимального микроклимата в помещениях операторной установлена система вентиляции и котельная.

Был рассмотрен вопрос защиты окружающей среды и выявлены основные недостатки в ее защите. Благодаря постоянному контролю технологических параметров и состояния оборудования, а также предиктивной аналитике возможно раннее предотвращение загрязнения окружающей среды. Для предотвращения возгораний были внедрены пожарные гидранты, установлен противопожарный инвентарь в помещениях.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была разработана, а затем модернизирована автоматизированная система учета газа ГРС. Результатом работы является созданная проектная документация на автоматизированную систему. В ходе выполнения работы были разработаны следующие схемы: функциональная и структурная схемы автоматизации, схема соединений внешних проводок, схема информационных потоков. Разработанная документация определяет состав оборудования, структуру взаимодействия и передачи данных.

Был осуществлен подбор оборудования, отвечающего современным требованиям, имеющие широкие возможности для дальнейшей модернизации системы.

Разработано алгоритмическое обеспечение технологического процесса, алгоритмы сбора данных.

Разработана мнемосхема оператора на базе SCADA Infinity, настроен сервер ввода-вывода.

Осуществлена комплексная модернизация разработанной системы с заменой ПЛК, добавлением инженерной станции, заменой протоколов передачи. Проведено сравнительное испытание протоколов передачи данных, выявлены плюсы и минусы.

Модернизированная система удовлетворяет современным требованиям к системе автоматизации, является надежной, безопасной и гибкой. Система имеет возможность дальнейшего масштабирования и усовершенствования.

Список используемых источников

1. ГОСТ 21.408-13 Автоматизированная система управления. Общие требования. М.: Стандартиформ, 2014, – 42с.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.:Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
4. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. Основы нефтегазового дела. Дизайн ПолиграфСервис Уфа, 2005
6. Громаков Е. И., Лиепиньш А.В. Проектирование автоматизированных систем управления нефтегазовыми производствами: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2016, – 371с.
7. Промышленный Ethernet [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: http://www.bookasutp.ru/Chapter2_9.aspx (дата обращения: 4.05.2021).
8. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
9. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
10. Rosemount 3051S [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: http://www.indelta.ru/userfiles/file/metran/Rosemount_3051S.pdf (дата обращения: 11.04.2021).

11. Rosemount-644 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/pm%20rosemount%20documents/00813-0107-4728.pdf> (дата обращения: 11.04.2021).
12. Полевая шина FOUNDATION Fieldbus. Технический обзор [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://exd.ru/index.php?id=2642> (дата обращения: 9.05.2021).
13. FLOWSIC600 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://www.sick.com/ru/ru/ultrasonic-gas-flow-measuring-devices/gas-flow-meters/flowsic600/flowsic600/p/p76996> (дата обращения: 11.04.2021).
14. АМЕТЕК 241CE II [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: http://www.artvik.ru/pdf/moisture-in-gas_analyzers/241.pdf (дата обращения: 11.04.2021).
15. АМЕТЕК: модель 5000 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: http://www.artvik.ru/pdf/moisture-in-gas_analyzers/5000.pdf (дата обращения: 11.04.2021).
16. Седельный проходной клапан VFM2 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: https://lunda.ru/catalog/category/c5341/product/klapan-vb-danfoss_13473 (дата обращения: 11.04.2021).
17. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вищапк. Головное изд-во, 1986. – 311с.
18. Кабель КВВГЭ нг [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: http://www.podolskkabel.ru/catalog/kvvvgngals_kvvgengals (дата обращения: 11.04.2021).
19. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. 399 с (дата обращения 15.05.2021);
20. Производственный календарь на 2020 год [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL:

<http://www.consultant.ru/law/ref/calendar/proizvodstvennye/2021/> (дата обращения 15.05.2021);

21. Амортизационная группа компьютера [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://spmag.ru/articles/amortizacionnaya-gruppa-kompyutera> (дата обращения 15.05.2021);

22. Годовая норма амортизации [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://glavkniga.ru/situations/k504568> (дата обращения 15.05.2021);

23. Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 30 апреля 2021 года) [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения 20.05.2021);

24. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ. Общие эргономические требования [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003913> (дата обращения 20.05.2021);

25. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные факторы. Классификация [Электронный ресурс] – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/62075> (дата обращения: 20.05.2021);

26. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения 20.05.2021);

27. СП 51.13330.2011 Защита от шума [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097> (дата обращения: 20.05.2021);

28. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 20.05.2021);

29. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96. Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ). Санитарные правила и нормы [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001537> (дата обращения: 24.05.2021);

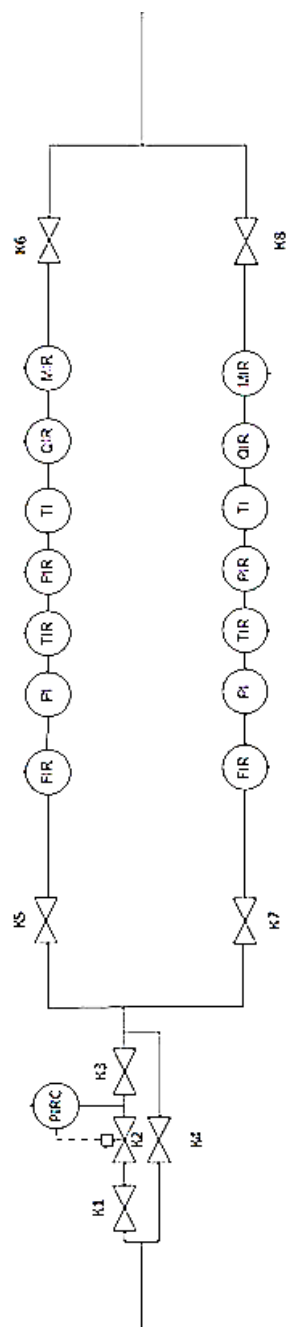
30. ГОСТ 12.1.038-82 «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения: 25.05.2021);

31. ГОСТ Р 56091-2014 Техническое расследование и учет аварий и инцидентов на объектах единой и региональных систем газоснабжения [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200112659> (дата обращения: 25.05.2021);

Приложение А

(обязательное)

Функциональная схема узла учета газа газораспределительной станции



ФЮРА.420609.01

Функциональная схема узла
учета газа
газораспределительной
станции

Лит.

Масса

Масштаб

У

Лист

Листов

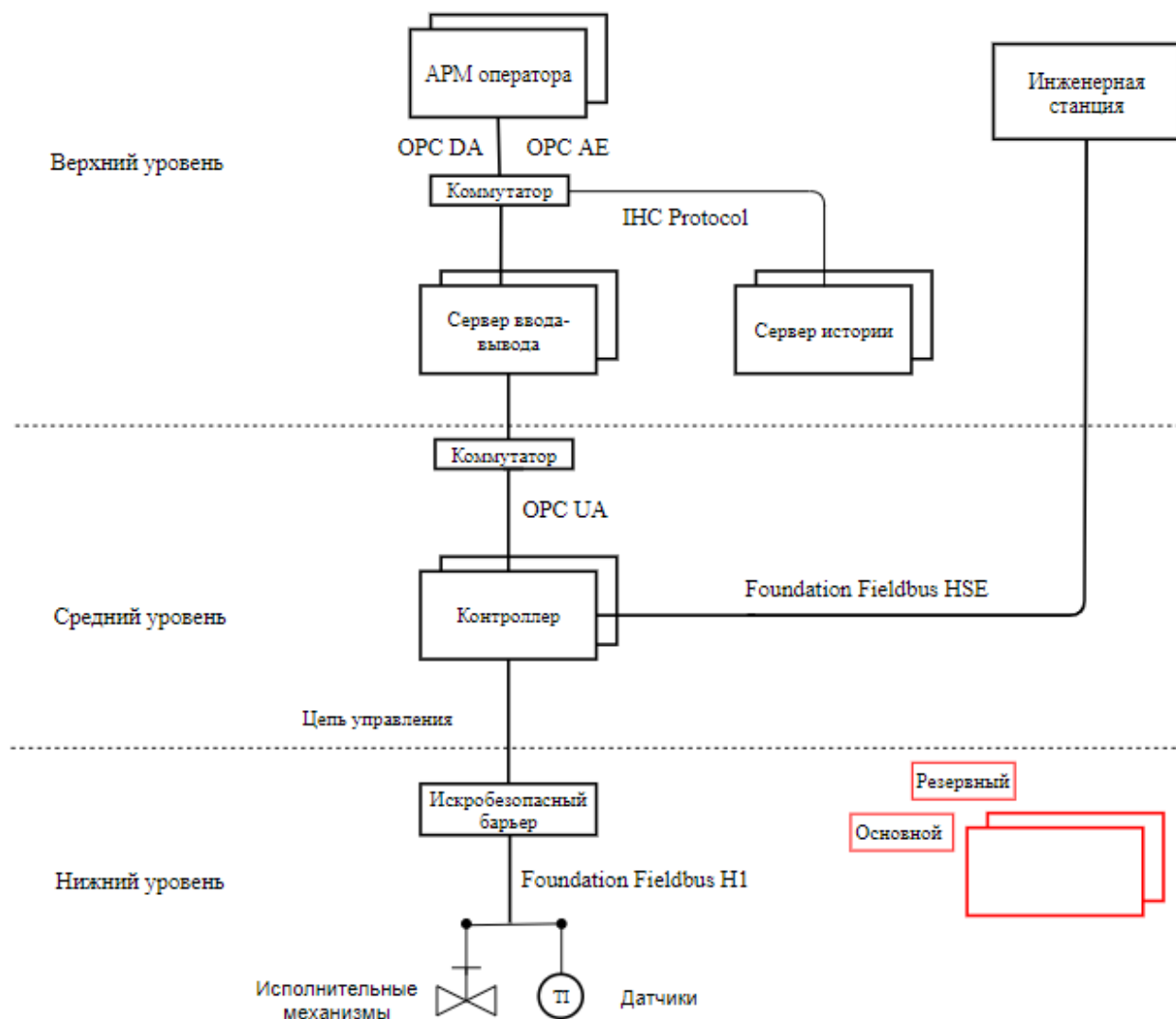
ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т7А

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Минько Д.А.		
Провер.		Громаков Е.И.		
Т.контроль				
Н.контроль				
Утв.				

Приложение Б

(обязательное)

Трехуровневая схема автоматизированной системы



ФЮРА.420609.02

Трехуровневая структура
автоматизированной системы

Лит.

Масса

Масштаб

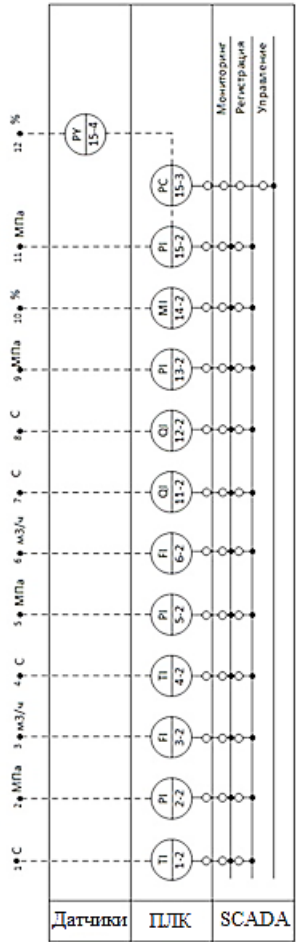
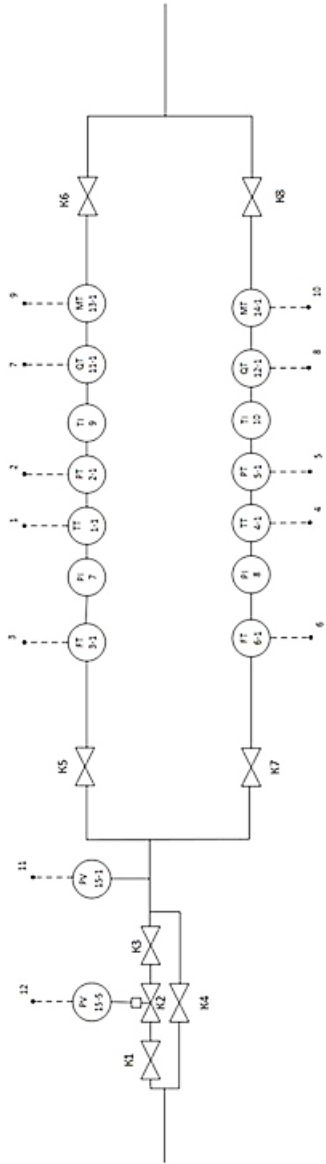
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Минько Д.А.	.		
Провер.	Громаков Е.И.			
Т.контроль				
Н.контроль				
Утв.				

у				
Лист			Листов	
ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т7А				

Приложение В

(обязательное)

Функциональная схема автоматизации



ФЮРА.420609.03

Функциональная схема
автоматизации

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Минько Д.А.			
Провер.	Громаков Е.И.			
Т.контроль				
Н.контроль				
Утв.				

Лит.			Масса		Масштаб	
у						
Лист			Листов			
ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т7А						

Приложение Г

(обязательное)

Опросный лист для датчика давления Rosemount 3051s

Общая информация			
Предприятие *: ТПУ		Дата заполнения: <input type="text"/>	
Контактное лицо *: Минько Д.А.		Тел. / факс *: <input type="text"/>	
Адрес *: <input type="text"/>		E-mail: <input type="text"/>	
Опросный лист № <input type="text"/>		Позиция по проекту: <input type="text"/>	
Параметр	1	2	
Количество *	4	<input type="text"/>	
Назначение	Измерение давления газа	<input type="text"/>	
Измеряемый параметр *	Избыточное давление <input type="checkbox"/> Абсолютное давление <input checked="" type="checkbox"/> Перепад давления <input type="checkbox"/> Разрежение <input type="checkbox"/> Гидростатическое давл.: <input type="checkbox"/> ДД / <input type="checkbox"/> ДИ	Избыточное давление <input type="checkbox"/> Абсолютное давление <input type="checkbox"/> Перепад давления <input type="checkbox"/> Разрежение <input type="checkbox"/> Гидростатическое давл.: <input type="checkbox"/> ДД / <input type="checkbox"/> ДИ	
Измеряемая среда	Газ	<input type="text"/>	
Диапазон измерения * (шкала прибора)	от 0 до 15 МПа	от <input type="text"/> до <input type="text"/>	
Требуемая основная приведенная погрешность измерения	0,1%	<input type="text"/>	
Температура окружающей среды	от -50 до +50 °C	от <input type="text"/> до <input type="text"/> °C	
Температура измеряемой среды	от -45 до +45 °C	от <input type="text"/> до <input type="text"/> °C	
Статическое давление (для датчиков перепада давления)	от <input type="text"/> до <input type="text"/> МПа (кгс/см ²)	от <input type="text"/> до <input type="text"/> МПа (кгс/см ²)	
Монтаж датчика			
Способ монтажа датчика	На отборе Резьба: тип Метрическая наруж <input type="checkbox"/> внутр <input checked="" type="checkbox"/>	На отборе Резьба: тип <input type="text"/> наруж <input type="checkbox"/> внутр <input type="checkbox"/>	
	На кронштейне Трубный монтаж: <input type="checkbox"/> На плоскую поверхность: <input type="checkbox"/>	На кронштейне Трубный монтаж: <input type="checkbox"/> На плоскую поверхность: <input type="checkbox"/>	
	На фланце Тип фланца: <input type="text"/> Ду (DN): <input type="text"/> / Ру (PN): <input type="text"/>	На фланце Тип фланца: <input type="text"/> Ду (DN): <input type="text"/> / Ру (PN): <input type="text"/>	
	Способ монтажа выносной мембраны (если требуется): фланцевый, резьбовой и т.д. укажите размеры		
Длина капилляров выносной мембраны (если требуется) <input type="text"/>			
Требования к исполнению датчика			
Исполнение по взрывозащите	<input type="checkbox"/> общепромышленное <input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Exd) <input checked="" type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Exia)		
<input type="checkbox"/> общепромышленное <input type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Exd) <input type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Exia)			
Требования к выходному сигналу датчика			
Тип выходного сигнала	<input type="checkbox"/> 4-20 мА+HART <input type="checkbox"/> 1-5В <input type="checkbox"/> WirelessHART <input type="checkbox"/> Profibus-PA <input checked="" type="checkbox"/> Foundation Fieldbus		
<input type="checkbox"/> 4-20 мА+HART <input type="checkbox"/> 1-5В <input type="checkbox"/> WirelessHART <input type="checkbox"/> Profibus-PA <input type="checkbox"/> Foundation Fieldbus			
Дополнительное оборудование, аксессуары			
ЖК-индикатор	<input type="checkbox"/>		
Вентильный блок (n = <input type="text"/>)	<input type="checkbox"/>		
HART-коммуникатор	<input type="checkbox"/>		
Примечания: (конкретный тип датчика; защита от переходных процессов; внешний винт заземления; выход 0.8-3.2В; адаптеры на 1/2-14NPT; M20x1.5 и т.д.)			

ФЮРА.420609.04

Опросный лист для датчика давления Rosemount 3051s

Лит.

Масса

Масштаб

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

Разраб.

Минько Д.А.

Провер.

Громаков Е.И.

Т.контроль

Лист

Листов

Н.контроль

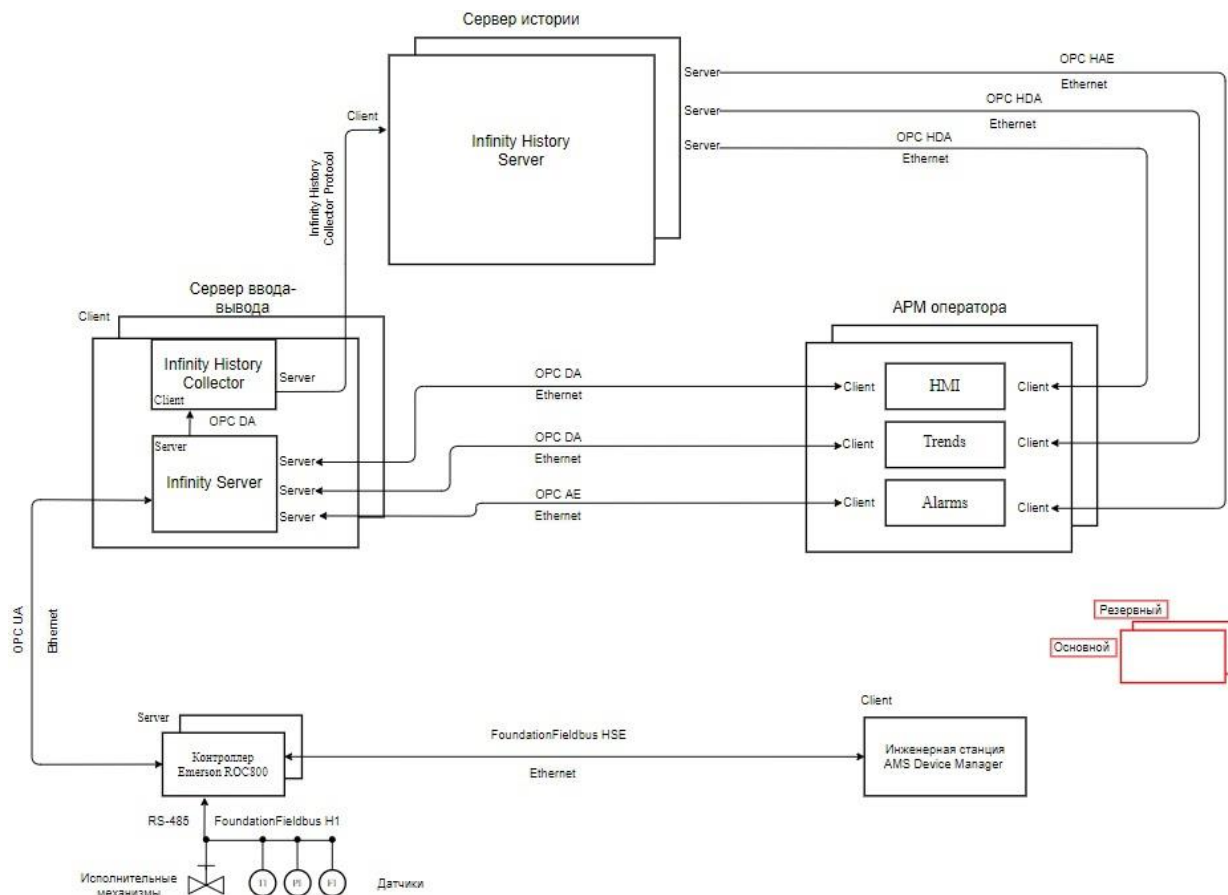
ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т7А

Утв.

Приложение Д

(обязательное)

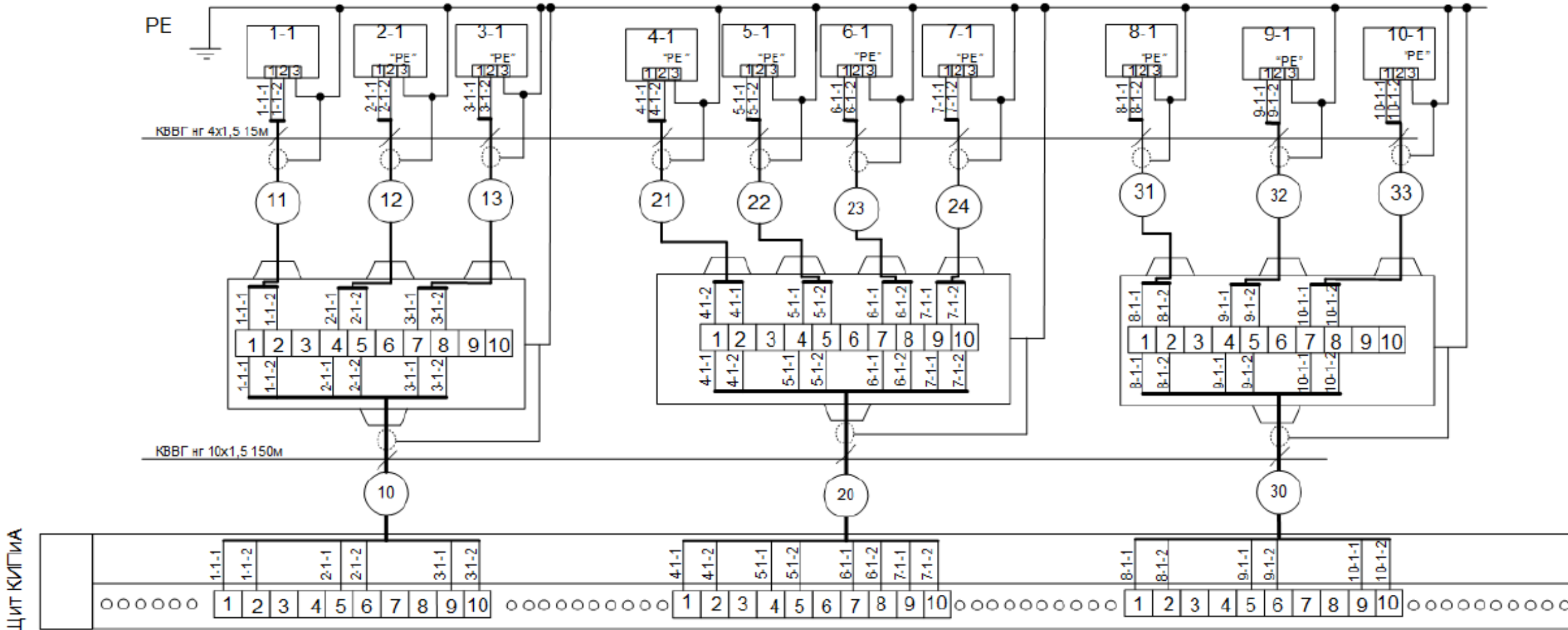
Схема информационных потоков



					ФЮРА.420609.05					
					Схема информационных потоков	Лит.		Масса	Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у				
Разраб.	Минько Д.А.									
Провер.	Громаков Е.И.									
Т.контроль										
						Лист		Листов		
Н.контроль						ТПУ ИШИТР ОАР зр. 8Т7А				
Утв.										

Приложение Е
(обязательное)
Схема внешних проводок

Параметр	Температура точки росы	Температура точки росы	Расход газа	Расход газа	Давление	Давление	Температура	Температура	Влажность газа	Влажность газа
Место отбора	ИЛ-1	ИЛ-2	ИЛ-1	ИЛ-2	ИЛ-1	ИЛ-2	ИЛ-1	ИЛ-2	ИЛ-1	ИЛ-2
Тип датчика	AMETEK 241CE II	AMETEK 241CE II	FLAWSIC600	FLAWSIC600	Rosemount 3051S	Rosemount 3051S	Rosemount 644	Rosemount 644	AMETEK 5000	AMETEK 5000
Позиция	1-1	2-1	3-1	4-1	5-1	6-1	7-1	8-1	9-1	10-1

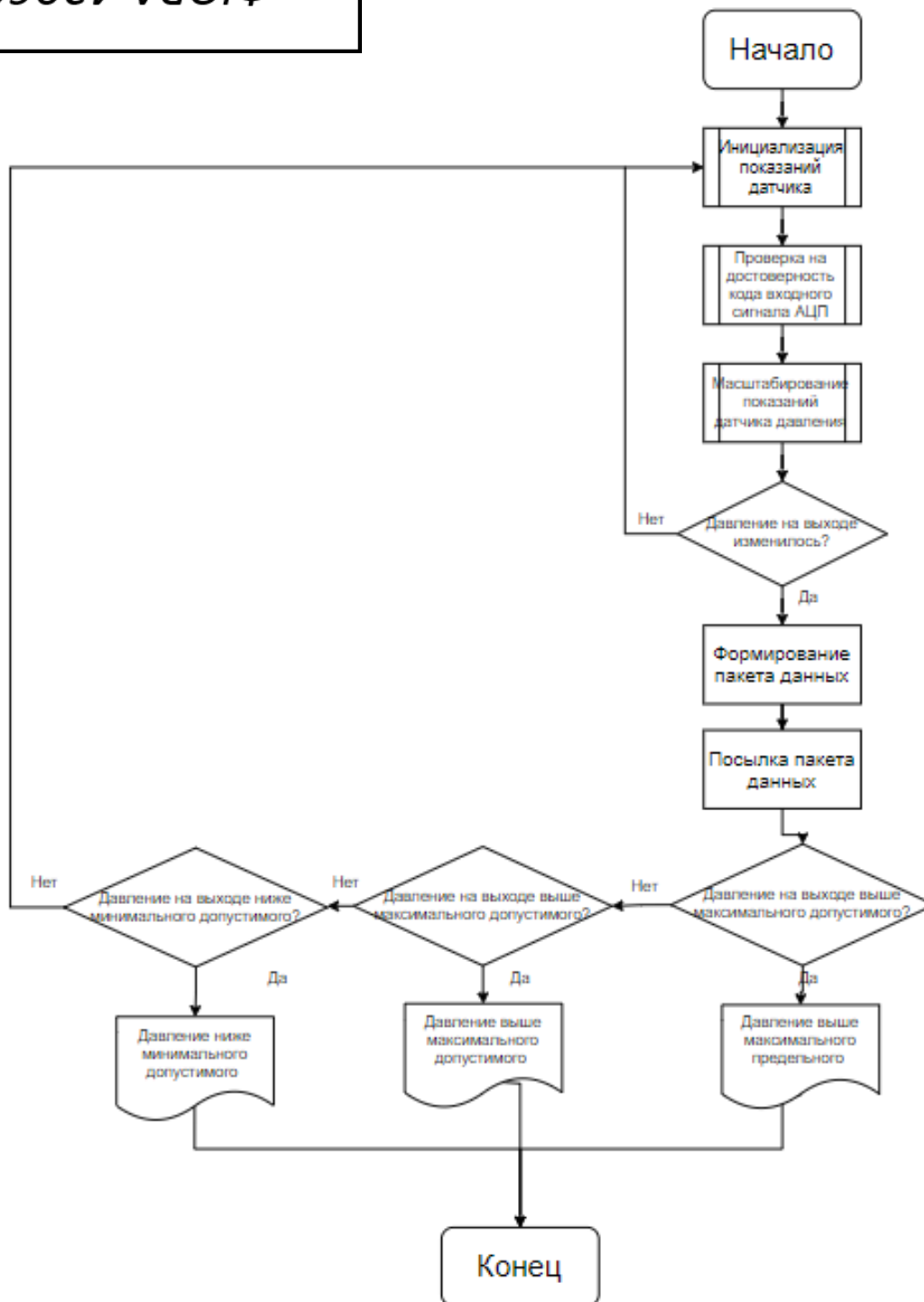


					ФЮРА.420609.06			
					Схема внешней проводки	Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у		
Разраб.		Минько Д. А.						
Провер.		Громаков Е. И.						
Т.контроль						Лист		Листов
Н.контроль								
Утв.						ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т7А		

Приложение Ж

(обязательное)

Алгоритм сбора данных с канала измерения давления



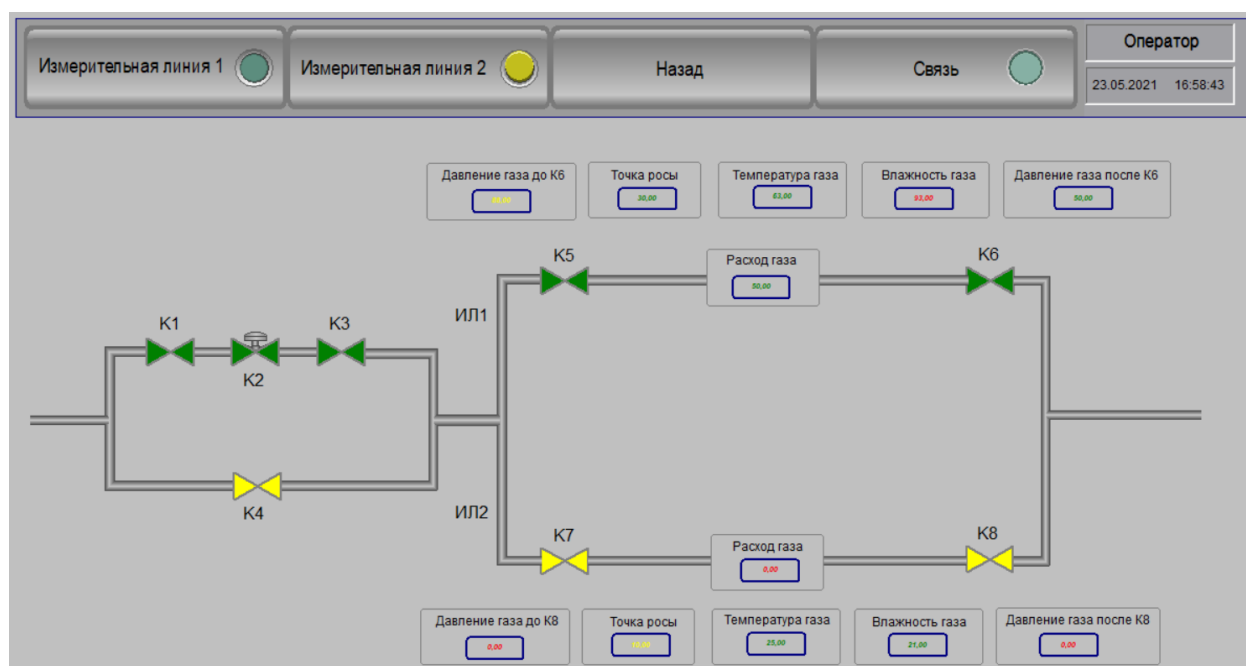
ФЮРА.420609.07

Алгоритм сбора данных с канала измерения давления

					ФЮРА.420609.07					
					Алгоритм сбора данных с канала измерения давления	Лит.		Масса	Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у				
Разраб.		Минько Д.А.								
Провер.		Громаков Е.И.								
Т.контроль						Лист		Листов		
						ТПУ ИШИТР ОАР зр. 8Т7А				
Н.контроль										
Утв.										

Приложение К
(обязательное)

ФЮРА.420609.08



					ФЮРА.420609.08			
					Мнемосхема оператора			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Разраб.	Минько Д.А.	.						
Провер.	Громаков Е.И.							
Т.контроль								
					ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т7А			
Н.контроль								
Утв.								